Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Annual Report 1999-2000

Photography

Cover: Sable Island, Prisma Productions, Dave Nicholes, Courtesy Sable Offshore Energy Project.

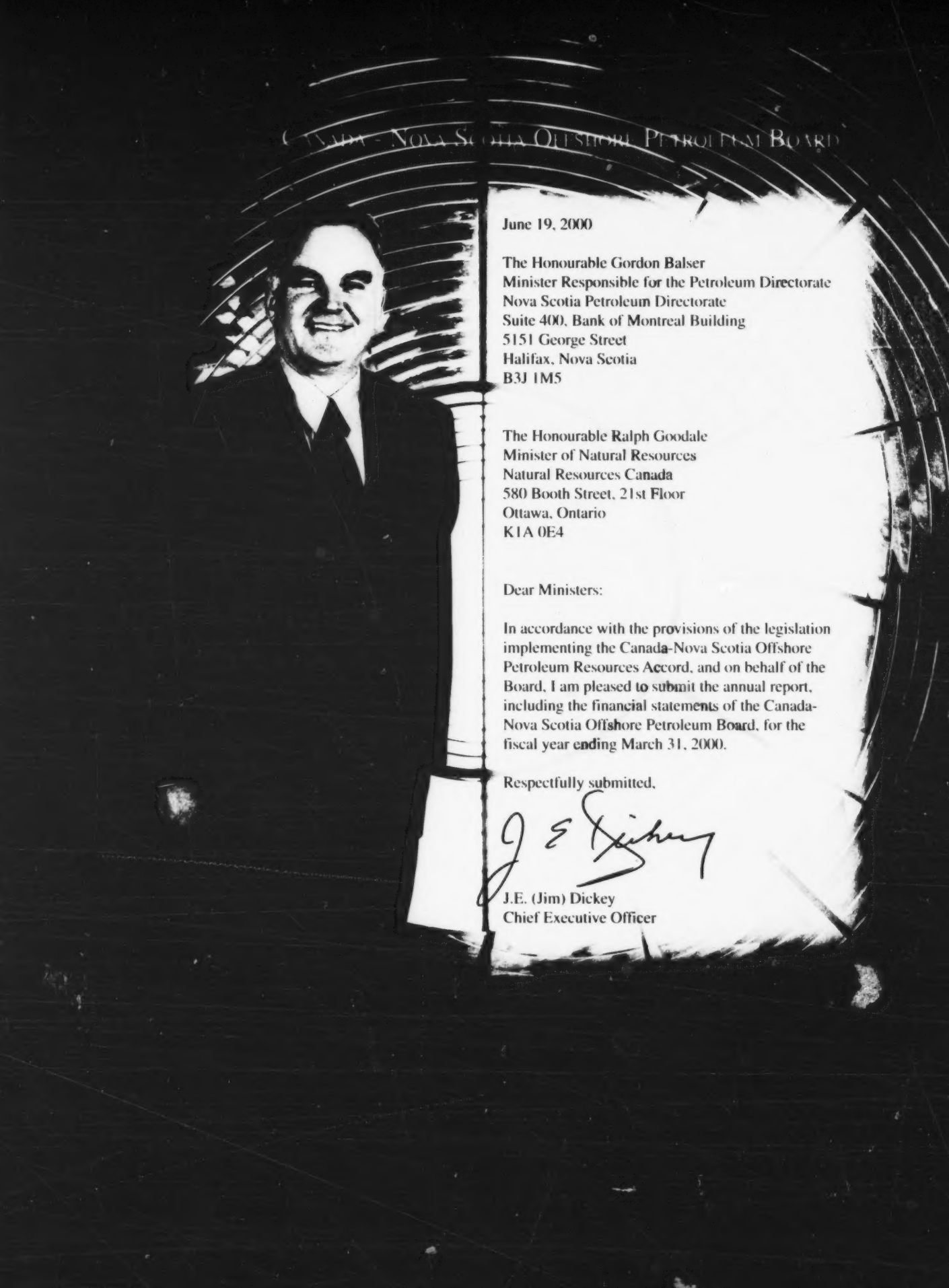
Morrow Scot-Brown :
Pages; 1, 4(i), 5(iii), 6, 8, 9(ii), 14, 15(i), 18, 19 (i), 23 (ii).

Prisma Productions, Courtesy Sable Offshore Energy Project: Pages ; 4 (i, ii & iii), 5 (ii), 9 (i, iii, iv, v, vi), 15(i), 19 (ii, iii, v).

Carl Haycock: Page 5(i).

PanCanadian Petroleum Limited : Page; 12, 19 (iv).

John Chiasson : page; 24.



June 19, 2000

The Honourable Gordon Balser
Minister Responsible for the Petroleum Directorate
Nova Scotia Petroleum Directorate
Suite 400, Bank of Montreal Building
5151 George Street
Halifax, Nova Scotia
B3J 1M5

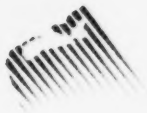
The Honourable Ralph Goodale
Minister of Natural Resources
Natural Resources Canada
580 Booth Street, 21st Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Dear Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord, and on behalf of the Board, I am pleased to submit the annual report, including the financial statements of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, for the fiscal year ending March 31, 2000.

Respectfully submitted,

J.E. (Jim) Dickey
Chief Executive Officer



The efficient, fair and competent
regulation of petroleum affairs and safe practices
in the Nova Scotia Offshore Area

103-01178/

Table of Contents

Joint Report of the Chairman and the Chief Executive Officer 4

Canada-Nova Offshore Petroleum Board 6

Health, Safety and Environment 8
- Regulatory Approach .....
- Occupational Health & Safety .....
- Environmental Protection .....
- Offshore Activities .....

Petroleum Resource Management 14
- Rights Management .....
- Exploratory Permits .....
- Rights Issuance .....

Employment and Industrial Benefits 18
- General .....
- Exploration Activity .....
- Cohasset Project Tables .....
- Sable Offshore Energy Project Tables .....

Public Communications / Organizational Development 22

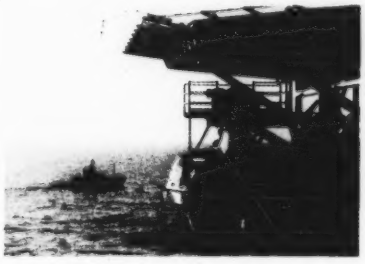
Auditor's Report 24

Financial Statements 25

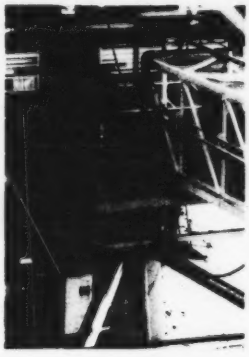
Joint Report of the Chairman and the Chief Executive Officer

The 1999-2000 fiscal year was significant in several respects. In January 2000 the Board marked the 10th anniversary of its establishment by the governments of Canada and Nova Scotia. Canada's first offshore oil project, the Cohasset Project, reached the end of its productive life after producing 44 million barrels of oil over the last 8 years. Production ceased on December 17, 1999. Coincidentally, on the same date the Board issued an authorization to Sable Offshore Energy Inc. (SOEI) to begin producing natural gas from the Sable Offshore Energy Project (SOEP), Canada's first offshore natural gas project.

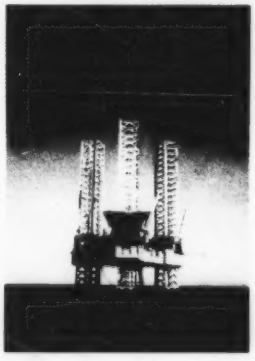
During the year the Board continued to focus on offshore safety and its commitment to "continuous improvement" in worker safety. It must be recognized that offshore activities are conducted in a harsh and hostile environment requiring constant and vigilant attention to safety. Sadly, we regret to report that in April of 1999, an offshore worker was fatally injured while working on the Cohasset Project. This is the first oil and gas project related fatality in the Nova Scotia Offshore Area. This tragic event focused increased interest on safety in the offshore and caused some to question whether the offshore is as safe as it might be. The Board would like to take this opportunity to assure the Ministers and the public that the offshore industry has an excellent safety record and continues to offer a safe working environment.



Consistent, however, with the Board's philosophy of continuous improvement, the Board believes that offshore safety can be further enhanced. During the past year the Board took several steps aimed at improving the safety review process, including separating the offices of Chief Executive Officer and Chief Safety Officer, hiring an additional safety officer, retaining expert consultants in occupational health and safety, preparing new safety guidelines, and holding a multi-stakeholder safety workshop. Board staff have also worked closely with the governments in developing safety amendments to the Accord Acts and regulations. The Board will continue to give priority to the safety review aspects of its mandate and plans to further develop these and other safety-related initiatives.

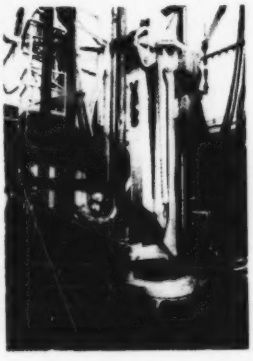


During the reporting period the Board carried out several audits and inspections of offshore operations. In all a total of thirty-six audits and site inspections were conducted by staff. This included major audits of SOEI's Canada-Nova Scotia Industrial Benefits reporting, Management Plan and numerous field inspections.



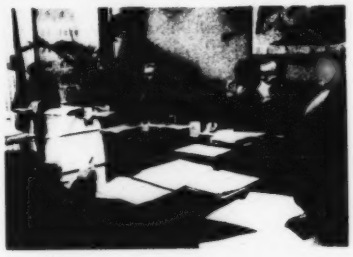
It was also another active year for rights management. The year began with the release of the results of Call for Bids NS 98-2 on May 4, 1999. Nineteen exploration licences were awarded for a total work expenditure bid of $592.5 million. This was the largest Call for Bids ever offshore Nova Scotia. In November 1999 an additional eleven exploration licences were awarded for work expenditure bids totaling $61.2 million. Also of note was the issuance of four Production Licences to Sable Offshore Energy Inc. in July of 1999. These were based upon Declarations of Commercial discovery made by the Board in June 1999 following an extensive resource evaluation by staff.

During the reporting period the Board addressed a number of environmental matters. In January 1999 the Board decided not to issue new licences or authorize activities within the Sable Gully Area until the end of 1999 in order to provide additional time to address environmental concerns. The Board also imposed conditions on EL's 2370 and 2371 which prohibited any drilling within 1 (one) nautical mile of Sable Island. Several environmental assessments were undertaken and a generic assessment of exploration drilling was initiated. The Board continued to work cooperatively with other agencies and organizations on environmental issues and the Board's environmental and fisheries advisory committees remained active.



With activity offshore at a historical high, the Board closely monitored compliance with the Canada-Nova Scotia employment and industrial benefits requirements of the Accord Acts. Combining all development activities undertaken during the reporting period the Board estimates that approximately $1.2 billion was expended on offshore oil and gas activity. Of this amount, approximately $452.7 million was spent in Nova Scotia and $136.3 million elsewhere in Canada. Overall, Canadian and Nova Scotian employment was approximately 66%. Pursuant to conditions imposed by the Board, as part of its approval of the SOEP Canada-Nova Scotia Benefits Plan, the Board put in place Guidelines for SOEI's Research and Development Plan and received the first SOEP Supplier and Infrastructure Assessment Report. This documentation and other Benefits information was shared with the governments through the Board's Benefits Review Committee which met on a quarterly basis.

At the time of writing this report there remains one vacancy on the Board. In order to meet escalating regulatory demands, Board staff increased from 19 to 23 persons during the year with the addition of four contract positions, including another safety officer. Once again, the Board operated within its approved budget during the fiscal year. The Board notes, however, that if the present rate of growth in offshore activities and regulatory demands continues, the Board will require additional financial resources in order to carry out its legislated mandate.



During the past fiscal year the Governments of Canada, Newfoundland and Nova Scotia, developed guidelines prescribing the time and manner for recovering the cost of services provided by the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board and Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board to companies holding an interest or carrying out oil and gas activities in the Nova Scotia and Newfoundland Offshore Areas.

The Cost Recovery Guidelines recognize the requirement for governments to fund 100% of the Board's approved budget. They also recognize that certain activities of the Board, beyond their core regulatory and resource management activities, are undertaken pursuant to industry activities. The guidelines provide the Board with the responsibility to collect, and remit to governments, fees based on activity authorization and rights administration to a maximum of 50% of the Board's approved budget.

More detailed information concerning the Board's operations during the 1999-2000 fiscal year is set out in the balance of this Annual Report. As required by the Accord Acts, the Board's Financial statements and Auditor's Report for the year ending March 31, 2000, are also included.

Glenn R. Yungblut
Chairman of the Board

J.E. (Jim) Dickey
Chief Executive Officer

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board

The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board consists of five members who are appointed for fixed terms of office. The Government of Canada and the Government of Nova Scotia each appoint two members. The Chairman is jointly appointed by both governments. There is currently one vacancy on the Board to be appointed by the federal government.

Glenn R. Yungblut; Chairman
Mr. Yungblut holds an Honours Bachelor of Science degree in Mechanical Engineering from Queen's University.

During his career he has held the positions of: Director General - Engineering at the National Energy Board in Calgary, and at the Canada Oil and Gas Lands Administration Ottawa/Halifax. Previous to that he served as Chairman and Managing Director of an offshore engineering consulting firm EPI Resources Ltd., and was the Offshore Drilling Manager for Shell Canada's drilling projects off Canada's west coast and off Nova Scotia.

Mr. Yungblut's professional memberships include the Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta and the Calgary Chapter of the Offshore Mechanics and Arctic Engineering Division (ASME) of which he is the past Chair.

Dr. Edgar Gold, C.M., Q.C.; Board Member
Dr. Gold is a member of the Nova Scotia Barristers Society and a Queen's Counsel (Q.C.). He a consultant to and former partner with the law firm Huestis Ritch, Halifax. He is also an Adjunct Professor of Law, Dalhousie University. He also holds positions with the Oceans Institute of Canada, Halifax, the World Maritime University, Malmö, Sweden and IMO International Maritime Law Institute, Malta.

Dr. Gold also holds qualifications as a Master Mariner (unlimited), U.K. and Canada, and spent 16 years at sea, including several years in command. He received Arts (B.A.) and Law (LL.B.) degrees from Dalhousie University and a doctorate (Ph.D.) in International Maritime Law from the University of Wales. He is also: a Fellow of the Nautical Institute; a Fellow of the Offshore Institute; a member of the Chartered Institute of Arbitrators (MCIArb); and numerous other professional organizations.

Dr. Gold is a former President of the Canadian Maritime Law Association. He was professor of Maritime Law at Dalhousie University for 20 years and cross-appointed as Professor of Resource and Environmental Studies at Dalhousie for 15 years. He received an honorary diploma from the Canadian Coast Guard College, as well as an honorary Fellowship from the Hellenic Marine Environment Protection Association. He also received the Commander's Cross of the Order of Merit, one of the highest civilian awards from the Government of the Federal Republic of Germany in recognition for his work in strengthening relations between Nova Scotia and Germany. He was awarded the Order of Canada in October, 1997.

John H. Currie, C.M.; Board Member
Mr. Currie received a Bachelor of Arts degree from St. Francis Xavier University and a Bachelor of Laws degree from Dalhousie University.

He has served as a Director, Senior Vice President and Chief Counsel of CDC Oil and Gas Limited; Senior Vice President of Canterra Energy Ltd.; Director of the Independent Petroleum Association; and Governor of the Canadian Tax Foundation.

Mr. Currie was Founding President of the Tax Executive Institute of Alberta. He has served as President of the Petroleum Law Foundation and National Chairman of the corporate lawyers section of the Canadian Bar Association, and is past president of the Calgary Chamber of Commerce. He was awarded the Order of Canada in October, 1997.

Peter J. Kinley; Board Member
Mr. Kinley holds a Master of Science degree in Engineering, Naval Architecture and Marine Engineering from the University of Michigan. He also holds a Bachelor of Mechanical Engineering from the Technical University of Nova Scotia and a Diploma in Engineering from Dalhousie University.

He is President and CEO of Lunenburg Foundry & Engineering Limited; and President of Lunenburg Marine Railway Company Limited, Heritage Harbour Developments, and Heritage Tallships Inc.

Mr. Kinley has held voluntary positions on a number of Boards and Commissions. He is a Board Member of the Offshore Trade Association of Nova Scotia, a Director in the Bluenose Atlantic Coastal Action Program, and a Director of the Lunenburg Board of Trade.

Mr. Kinley is a member of the Association of Professional Engineers of Nova Scotia. Mr. Kinley has served as Vice-President of the Canadian Society for Mechanical Engineers; as a Director of the Canadian Foundry Association; and was a member of the Technical Advisory Group, Metals Technology Laboratory, National Research Council

He has served as Chairman of the Lunenburg Economic Development Commission, and as a Board Member of the Municipality of Lunenburg's Industrial Commission.

Health, Safety and Environment

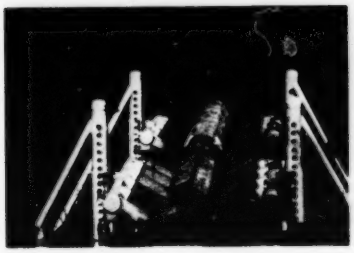
The Board continued to be very active in the areas of health, safety and environment. In addition to the authorizations and review of activities related to the Sable Offshore Energy Project, the Cohasset Project and geophysical programs, the Board spent considerable effort on review of its policies and guidelines.

The first oil and gas project related fatality occurred in the Nova Scotia Offshore Area. On April 14, 1999 a crewman was fatally injured while traversing a watertight door on the Nordic Apollo, the floating storage vessel for the Cohasset Project. The Board investigated this fatality in conjunction with the Royal Canadian Mounted Police, Nova Scotia Department of Labour, Transport Canada, and the National Transportation Safety Board. A report was issued in November 1999.

The findings from this report indicated that the regulatory regime for Occupational Health and Safety needs to be clarified and that the safety culture at the work site needs to be more fully developed. The Board has been following up on action related to these findings.

(back): Vince [illegible] Andre d'Entremont [illegible] Scratch
Front: Bob H[illegible] [illegible]

Regulatory Approach



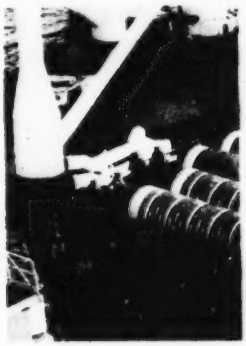
All operators are required to obtain an authorization from the Board prior to undertaking any oil or gas activity in the offshore area. The Board continued, as the lead regulatory agency for offshore petroleum activities, to provide a coordinating mechanism with other regulatory agencies for the review of applications for authorizations and the monitoring of activities. In addition, under a Memorandum of Understanding (MOU) with the National Energy Board (NEB), considerable work was done on their behalf, related to authorizations for the offshore pipeline.

The Board requires that operators demonstrate the existence of an effective management system in place that provides for operations to be undertaken safely and protect the environment. The Board uses regulations and guidelines as a baseline to measure an operator's proposed activity. If there are means of enhancing safety and protecting the environment that differ from the regulatory requirements, the Board is prepared to consider operator proposals. The Board will continue to work with industry, governments, and other stakeholders in refining the regulatory process.

Over the reporting period the Board authorized forty-nine deviations and/or equivalencies from the regulations. Each request is thoroughly reviewed by staff and a Certifying Authority, if appropriate, to ensure that the alternate method is equivalent to, or will achieve an appropriate level of safety and protection of the environment.

Health & Safety

During the past year the Board undertook a major review of its procedures in respect of Health and Safety. The fatality investigation highlighted legal uncertainty regarding jurisdiction over health and safety in the offshore area. The Nova Scotia government determined that the Nova Scotia Occupational Health and Safety Act has limited application offshore. Important principles for workplace safety are, however, contained in the Nova Scotia legislation and are not currently in the Accord legislation.



To address this legislative void the Board has developed draft guidelines that incorporate the essential principles for workplace safety. Compliance with these guidelines will be made a condition of all future authorizations until appropriate legislative amendments are made to the Accord Acts and regulations. The Board organized a public workshop to review and discuss these guidelines with offshore workers, operators, contractors and other interested persons. The Board is working with the governments of Canada, Nova Scotia and Newfoundland and the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB) to amend the Accord Acts and prepare Occupational Health and Safety Regulations that will provide a comprehensive health and safety regime.

In addition, the Board is reviewing, with the assistance of outside expert consultants, its internal policies and procedures related to the regulation of health and safety. This review has resulted in several steps aimed at enhancing safety, including separating the offices of the Chief Executive Officer and the Chief Safety Officer, hiring an additional safety officer with occupational health knowledge and revising internal policies and procedures. This internal review is ongoing.

Considerable effort was focused on the design, construction and commissioning aspects of wells, facilities and the offshore pipeline for the SOEP. This included internal review by the Board prior to activity authorization, review of requests for deviations and/or equivalencies from the regulations and monitoring of offshore activities.

A total of twenty-two audits and inspections of SOEP activities were carried out during this reporting period. These audits addressed the management system of the operator, design and fabrication aspects, construction/support vessels, health aspects and operations. During the reporting period, the Board began a technical audit of the Certifying Authority, an organization appointed by the governments to confirm that the facilities are in compliance with the regulations and are fit for purpose.

The Board conducted thirteen audits or inspections related to the Cohasset Project, exploratory drilling and geophysical activities.

The Board is continuing its efforts to have comprehensive safety statistics compiled by the operators and provided to the Board. Presently the Board is working with the CNOPB and industry to establish an effective reporting system.

Environmental Protection

The Board addresses issues related to the protection of the environment during all phases of offshore petroleum activities, from initial exploration to abandonment. In 1999, the Board completed its first of three broad strategic assessments of oil and gas activities at the Call for Bids stage. Strategic assessments identify environmental and fisheries concerns prior to the issuance of exploration licenses. They are conducted before individual projects and their specific environmental assessments are identified.

The Board initiated an in-house study to identify and map ecologically and commercially important areas on the Scotian shelf and slope. This information will be incorporated into subsequent strategic assessments, and will be used to verify whether or not environmental assessments submitted by industry are complete. The Board, with the cooperation of field representatives from the Nova Scotia Department of Fisheries, visited fishermen from across Nova Scotia over a two week period to collect additional data, and to "ground truth" existing information.

The Board's environmental and fisheries advisory committees continued to be active, as a result of both an increase in offshore activity, and new environmental initiatives by the Board. A total of five joint advisory committee meetings were held over the reporting period. Members unanimously agreed to amalgamate the two committees into a single Fisheries and Environmental Advisory Committee. In addition, a sub-committee was formed to facilitate advanced, in-field communications between the fishery and seismic industries. Input from the Board's advisory committee continued to be valuable in addressing fisheries and environmental matters relating to offshore oil and gas exploration and development.

Figure 1 : 1999 Health and Safety Statistics for the Nova Scotia Offshore Area

Installations/Vessels	Person Hours	LTA (Lost time Accident)	Medical Aid (MA)	* LTA Frequency
Drilling Production	1,200,833	1**	17	0.17
Supply/Standby Vessels	455,345	5	7	2.20
Other Vessels- Construction/Transportation/Geophysical	1,985,672	9	27	0.91
Totals	3,641,850	15	51	0.82

*LTA Frequency is calculated based on 200,000 person hours worked.
** fatality, Nordic Apollo, Cohasset Project

The inclusion of a parcel in Call for Bids NS98-2 in December 1998 in the Gulf of St. Lawrence off the western coast of Cape Breton resulted in considerable public interest. After the completion of a strategic environmental assessment, the Board issued the parcel with a six month moratorium on any exploration activity. The Board has been involved in extensive public consultations related to this parcel.

The class screening report for seismic exploration continued to be an important reference document for the environmental assessments of individual seismic proposals. The first draft of a similar, though narrower in scope, generic assessment of exploration drilling through the use of 5 case studies was submitted by industry in late 1999. An open public meeting was held to allow the public to express their comments directly to the proponents and the regulators. Like the seismic class screening, individual project environmental assessments are still required to evaluate any site-specific considerations.

The following environmental assessments were completed by the Board during the reporting period, reflecting a continual increase in the level of activity offshore: nine seismic environmental assessments, numerous reports and submissions from the SOEP in response to the Board's environmental conditions and the NEB's certificate conditions for nearshore pipelines, as well as a draft generic environmental assessment for drilling.

The Offshore Waste Treatment Guidelines (OWTG) are jointly used by the Board, the CNOPB and the NEB as minimum standards for discharges from rigs and platforms. The Board implemented a 1% discharge limit for all hydrocarbon based drilling fluids, beginning January 1, 2000. This effectively implements a zero discharge regime for oil-based muds.

The CNOPB will lead an update of the OWTG to fulfill a commitment made during the Terra Nova Panel review. The update was initiated in December 1999 with a call for comments on the existing guidelines. A kick-off meeting of a working group formed to update the OWTG was held during the period. Membership on the working group includes the three Boards, government agencies, and an equal number of representatives from the petroleum industry, fishery and public interest groups. It is anticipated that this review, which will include opportunities for public comment, will continue throughout most of 2000.

Environmental research under the Environmental Studies Research Funds (ESRF) continued in 1999/2000, although at a slower pace than initially hoped. A Request for Proposals (RFP) for a field study on the effects of seismic exploration on the fishery was deferred and will follow an environmental workshop to be held later this year, as was an initial attempt at undertaking a small monitoring study on St. Pierre Bank due to timing of seismic activities. However, a contract to hold a workshop to develop methodologies to undertake future field studies was successfully awarded under the ESRF. Requests for Proposals were also completed for work on offshore cumulative effects and on the identification of ecologically and commercially important areas in the southern Gulf of St. Lawrence. A per hectare levy on rights holders off Nova Scotia and Newfoundland will provide funds for these studies. The ESRF will continue its importance as a mechanism to fund operational-related environmental research.

The Board imposed a temporary prohibition on petroleum activity within the Sable Gully until the end of 1999, to allow the Department of Fisheries and Oceans (DFO) the time requested to develop and implement a Conservation Strategy for the Sable Gully. Projects under the CNSOPB/ Environment Canada Memorandum of Understanding (MOU) were successfully completed, with an emphasis on coordinating spill response and communications between the two agencies. A working draft of an MOU and work plan was submitted to DFO for discussion; it is expected that an MOU with DFO will be finalized in 2000.

The Board requires operators to report all spills. Figure 2 is a summary of the spills for the 1999-2000 reporting period.

1999 Reported Spills for the Nova Scotia Offshore Area

Material	<10L	10L - 150L	>150L
Condensate		3	
Synthetic Muds	6	6	
Hydraulic Oil	4		
Light Oil	3	1	
Other		2	1*
Total	13	12	1
*Emission of 370 kg of Freon Gas			

Offshore Activities

Cohasset-Panuke Project

The Cohasset-Panuke Project produced a total of 259 thousand cubic metres of oil (1.629 million barrels) during the reporting period, bringing the total production to 7.067 million cubic metres (44.449 million barrels). The project reached its economic limit and production was terminated on December 17, 1999. The Board granted authorization to commence abandonment of the wells and the production facilities. The jackets will be suspended for possible future use pending the outcome of planned exploration activity.

Sable Offshore Energy Project

The Board granted authorizations for the installation of the offshore pipelines, and the Venture, Thebaud and North Triumph topsides. These were installed in the spring and summer of 1999. Authorizations were also granted for the drilling and completion of production wells. During this reporting period six wells were drilled to total depth, completed and tested. At the end of the reporting period, there were 3 wells in the Venture field, 4 wells in the Thebaud field, and 1 well in the North Triumph field; all capable of production.

The installation and commissioning of the production facilities for the project were completed and the Board granted a Production Authorization December 17, 1999. For the reporting period, a cumulative of 435.598 million cubic metres of raw gas (15.383 billion cubic feet) has been produced from the three fields with 54.803 million cubic metres (1.935 billion cubic feet) from Venture, 273.569 million cubic metres (9.661 billion cubic feet) from Thebaud, and 107.226 million cubic metres (3.787 billion cubic feet)from North Triumph.

Exploration Drilling

The Board granted authorizations for two exploration wells that were drilled for PanCanadian by the Rowan Gorilla III at the Panuke platform. Two of these wells tested gas from a formation below the Panuke oil reservoir.

Other Activity

The Board granted 9 authorizations to undertake geophysical programs for the 1999-2000 year. Figure 3 is a summary of the geophysical activity that was completed for this period.

1999 Geophysical Activity Summary

Program #	Program Summary	Start Date	CompletionDate	Total # Km Acquired
NS24-G05-01P	A non-exclusive 2D Seismic Survey by Geophysical Service Incorporated. Vessel (M/V Polar Duke)	27/08/98	10/04/99	14 722.229 km
NS24-G05-02P	A non-exclusive 2D Seismic Survey by Geophysical Service Incorporated. Vessel (M/V Polar Duke)	10/04/99	08/08/99	9 679.425 km
NS21-G06-01P	A non-exclusive Aeromagnetic Survey by Geoterrex-Dighe. Aircraft (Cessna 404)	13/06/99	10/10/99	78 334.0 km
NS24-G65-01P	A non-exclusive 2D Seismic Survey by Geco-Prakla. Vessels (M/V Geco Sigma, M/V Geco Rho)	28/04/99	29/10/99	25 006.836 km
NS24-M03-9E	An exclusive 3D Seismic Survey conducted by Western Geophysical for Mobil Oil Canada Properties. Vessels (Western Polaris, Western Orient, Western Aleutian, C Commando, Rupert River, Ethel B, Ryan T, Roxanne T)	06/07/99	11/11/99	242.1419 sq. km
NS24-M03-10E	An exclusive 3D Seismic Survey conducted by Mobil Oil Canada Properties. Vessel (M/V Geco Searcher)	18/05/99	08/06/99	551.70 sq. km
NS26-M3-9E	An exclusive seabed Survey conducted by Fugro Jacques Geo Surveys Inc. for Mobil. Vessel (M/V Tignish Sea)	08/11/99	26/11/99	212 km
NS21-S86-1E	An exclusive Aeromagnetic Survey conducted by World Geoscience Ltd. for SOEI. Aircraft (Cessna 404)	24/02/99	15/03/99	15 500 km
NS24-V03-02P	A non-exclusive 3D Seismic Survey conducted by Veritas Energy Services. Vessel (SRV Veritas Viking)	28/06/99	29/11/99	1302.21 sq. km
NS24-W13-02P	A non-exclusive 3D Seismic Survey conducted by Western Geophysical. Vessel (Western Monarch)	17/07/99	27/11/99	4163.892 sq. km

Petroleum Resource Management

The Board was very active over the past year, undertaking the technical evaluation of all geological, geophysical, petrophysical, and reservoir engineering aspects of exploration and development in the offshore area. The Board's resource conservation approach:

- ensures that operators are committed to resource conservation at a high managerial level;
- audits activity authorization applications from the resource conservation perspective;
- performs necessary studies and surveillance to develop and support an independent understanding of the resource and optimum development.

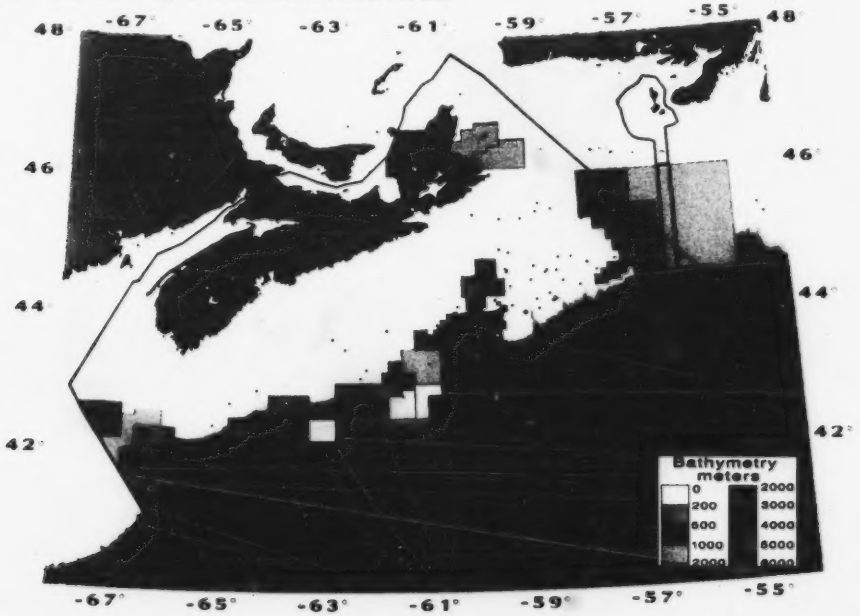
Left to Right, (back): J[illegible] Edens, Brent Smith, Carl [illegible]
Front : Christine Bo[illegible]

In an effort to promote consistency between the Newfoundland and Nova Scotia Offshore Areas a number of technical meetings were held during the year with representatives of the CNOPB. These initiatives led to the issuance of joint guidelines respecting data acquisition, and reporting for well, pool and field evaluations in the Newfoundland and Nova Scotia Offshore areas in June. Work is now in progress to propose joint guidelines on production measurement. In addition, an initiative for an East Coast Shared Data Repository was investigated this year with workshops and related meetings. The Board co-chaired committee meetings and participated in workshops.

The Board dealt with numerous Sable Offshore Energy Inc. (SOEI) activity authorization applications and is prepared for ongoing applications and improvements to the reservoir management plan as a result of the construction of reservoir surveillance models. For the Venture, Thebaud and North Triumph fields, the Board's detailed 3D reservoir simulation models have been updated to include characterization of the resource information from development drilling and initial production testing. Plans for development activities across the fields continues to be audited with the use of integrated field deliverability, surface facility, and economic modeling studies. The reservoir surveillance models continue to integrate newly acquired information as it becomes available, including ongoing production. The Board is also providing ongoing surveillance of production and resource conservation issues.

Throughout the year, the Board carried out the review, evaluation, approval and monitoring of various exploration, production and development activities related to the Cohasset Project. In addition to responsibilities related to further exploratory drilling staff work continues to include technical evaluation of project activities to enable the ongoing development of the fields, and pool production monitoring. In December 1999, production from the Cohasset Project was terminated; continuing production was sub-economic and economic opportunities for further development were not identified by the operator or the Board. The Board reviewed abandonment policies and related decisions through to the end of the fiscal year.

Figure 4 illustrates active interests offshore Nova Scotia.



Tasks conducted by the Board in the 1999-2000 fiscal year included:

- ongoing technical audit, including independent studies, of the Sable Offshore Energy Project, relevant to conditions imposed in the Board's Development Plan Decision Report;
- evaluation of resource information in development and exploration wells;
- ongoing review of modifications to approved Reservoir Management Plans in response to development drilling results and additional studies;
- review of fluid allocation procedures and accuracy assessments for the SOEP offshore facilities;
- review of resource issues related to ongoing activity and abandonment authorization and policies for the Cohasset project fields;
- completion of the review and implementation of the Declaration of Commercial Discovery for Venture, Thebaud and North Triumph and the issuance of Production Licenses and the Production Operations Authorization;
- a compilation of publicly available resource data for the Call for Bids NS 99-1 land parcels;
- participated in government and regulatory internal review of various aspects of the current Land Tenure Policy;
- co-chaired, with Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (CNOPB) and the National Energy Board (NEB), an industry/government/regulator committee reviewing the feasibility of an east coast shared data repository.

Rights Management

Interests

During the past fiscal year exploration licences in place in the Nova Scotia Offshore Area included the following:

EL #	Effective Date	Representative	Work Bid
2355	July 1, 1994	Nova Scotia Resources (Ventures) Limited	$ 1,000,000.00
2356	Jan. 1, 1996	Mobil Oil Canada Properties	$ 86,388,659.97
2357	July 1, 1997	PanCanadian Petroleum Limited	$ 2,313,288.00
2358	Jan. 1, 1998	PanCanadian Petroleum Limited	$ 1,315,000.00
2359	July 1, 1998	Chevron Canada Resources Limited	$ 66,667,000.00
2360	July 1, 1998	PanCanadian Petroleum Limited	$ 8,291,888.00
2361	July 1, 1998	Mobil Oil Canada Properties	$ 9,563,150.00
2362	July 1, 1998	Manco Oil & Gas Corporation	$ 1,720,000.00
2363	July 1, 1998	PanCanadian Petroleum Limited	$ 2,323,580.00
2364	July 1, 1998	Hunt Oil Company	$ 2,165,000.00
2365	July 1, 1998	Hunt Oil Company	$ 2,165,000.00
2366	Jan. 1, 1999	Mobil Oil Canada Properties	$ 3,256,000.00
2367	Jan. 1, 1999	PanCanadian Petroleum Limited	$ 1,320,756.00
2368	July 1, 1999	Corridor Resources Inc.	$ 1,052,520.00
2369	July 1, 1999	Mobil Oil Canada Properties	$ 70,056,110.00
2370	July 1, 1999	Mobil Oil Canada Properties	$ 10,013,375.00
2371	July 1, 1999	Mobil Oil Canada Properties	$ 47,030,057.00
2372	July 1, 1999	Mobil Oil Canada Properties	$ 55,015,185.00
2373	July 1, 1999	Mobil Oil Canada Properties	$ 7,837,266.00
2374	July 1, 1999	Mobil Oil Canada Properties	$ 2,005,322.00
2375	July 1, 1999	Richland Minerals Inc.	$ 1,210,951.31
2376	July 1, 1999	PanCanadian Petroleum Limited	$ 71,623,566.00
2377	July 1, 1999	Marathon Canada Limited	$ 93,256,756.00
2378	July 1, 1999	Imperial Oil Resources Ventures Limited	$ 71,134,815.51
2379	July 1, 1999	Imperial Oil Resources Ventures Limited	$ 28,865,184.49
2380	July 1, 1999	PanCanadian Petroleum Limited	$ 1,239,895.00
2381	July 1, 1999	Shell Canada Limited	$ 23,303,666.00
2382	July 1, 1999	Shell Canada Limited	$ 68,555,664.00
2383	July 1, 1999	Canadian 88 Resources Corp.	$ 5,100,000.00
2384	July 1, 1999	PanCanadian Petroleum Limited	$ 8,157,735.00
2385	July 1, 1999	Shell Canada Limited	$ 2,119,679.00
2386	July 1, 1999	Canadian 88 Resources Corp.	$ 24,888,888.00
2387	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 4,856,746.00
2388	Jan. 1, 2000	Richland Minerals Inc.	$ 2,225,600.00
2389	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 15,389,712.00
2390	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 8,347,986.00
2391	Jan. 1, 2000	Richland Minerals Inc.	$ 1,620,600.00
2392	Jan. 1, 2000	Richland Minerals Inc.	$ 1,620,600.00
2393	Jan. 1, 2000	Canadian 88 Resources Corp.	$ 1,500,000.00
2394	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 1,331,919.00
2395	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 13,279,856.00
2396	Jan. 1, 2000	Canadian 88 Resources Corp.	$ 6,100,000.00
2397	Jan. 1, 2000	PanCanadian Petroleum Limited	$ 4,911,865.00
		Totaling	**$ 842,140,841.28**

All active exploration licences have a maximum term of nine years with an early termination condition after five years unless either a drilling deposit is posted or the drilling of a well is commenced.

Total active interests as of March 31, 2000 were as follows:

	Number	Area (hectares)
Exploration Licences	43	4,923,509
Significant Discovery Licences	33	87,109
Production Licences	6	24,545

Exploratory Permits

In addition to the licences described above, there are two blocks of exploratory permits located in the southwest and northeast parts of the Nova Scotia Offshore Area. These permits are interests issued under legislation which has since been replaced. Before any drilling activity can take place on the subject lands, these permits must be converted to exploration licences. This will require the Board and the interest holders to negotiate new terms and conditions for the successor licences.

The permits in the southwestern area of Georges Bank are subject to a statutory moratorium on petroleum activity until December 31, 2012.

The northeastern group of permits is located in the vicinity of the French area of jurisdiction near the islands of St. Pierre and Miquelon. The Board will negotiate the conversion of the permits into exploration licences once the offshore line dispute is resolved.

Royalties

Royalties in the amount of $703,969.18 Cdn. were received by the Board on behalf of the governments in respect of production from Production Licences 2901 (Cohasset) and 2902 (Panuke) during the year ending March 31, 2000. Sable Offshore Energy Project's royalties began December 1999, up to the end of the fiscal year, these totaled $900,976.53 Cdn for Production Licences 2903 (Venture), 2904 and 2905 (Thebaud) and 2906 (North Triumph). These funds have been forwarded to the Receiver General of Canada in accordance with the Royalty Collection and Administration Agreement signed by the Board, the federal government and the Province of Nova Scotia

Rights Issuance

The Board reviewed all nominations received by March 31, 1999 and on June 17, 1999 issued Call for Bids NS99-1 for eleven parcels. The total area of these parcels was approximately 1.2 million hectares. Bidding on each licence was based solely on spending proposed during the first 5 years of the licence, determined in accordance with a defined schedule of Allowable Expenditures. The minimum bid that was considered for each licence continued to be $1 million Cdn. All licences have a maximum term of nine years with an early termination condition after five years unless either a drilling deposit is posted or the drilling of a well is commenced.

The results of Call for Bids NS98-2 were released on May 4, 1999 and Exploration Licences 2368 to 2386 were issued effective July 1, 1999. These nineteen Exploration Licences have a total work commitment of $592.5 million Cdn.

On November 5, 1999 the results of Call for Bids NS99-1 were released. All eleven parcels received successful bids totaling $61.2 million Cdn. Exploration Licences 2387 to 2397 were issued effective January 1, 2000. After a review of nominations received by September 30, 1999 the Board decided not to issue a December Call for Bids NS99-2.

Declaration of Commercial Discovery and Production Licences

On January 21, 1999 the Board proposed to declare a commercial discovery at the Venture field. Notice of this proposed decision was sent to all affected parties. Two affected parties approached the Board to have the proposed decision reviewed by an Oil and Gas Committee provided for under the Acts. A Committee was formed and a preliminary hearing was held. However, agreement was reached separately between the parties and the request for the hearing was withdrawn. During the intervening months, Commercial Discovery Applications were also reviewed by the Board for Thebaud and North Triumph. On June 29, 1999 Declarations of Commercial Discovery were executed and recorded for Venture, Thebaud, and North Triumph fields. Four Production Licences were issued for these areas on July 26, 1999. PL 2903 was for the Venture area, PL 2904 and 2905 were for the Thebaud area and PL 2906 was for North Triumph. These Production Licences reduced the area of their respective SDL's, 2254, 2255F, 2255G, and 2276B.

Registry

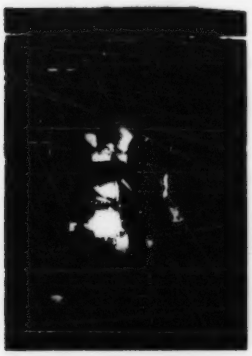
The registry system continued to operate satisfactorily during 1999-2000, with increased activity relating to interest transfers and registration of new exploration licences. Additional information was placed on the Board's website for easier access.

Employment and Industrial Benefits

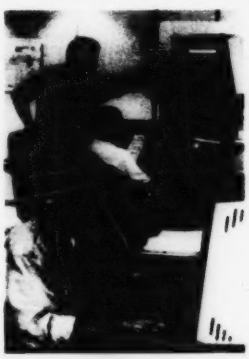
The Accord Acts require that the Board must, prior to approval of any development plan or the authorization of any work or activity, receive and approve a Canada-Nova Scotia Benefits Plan, unless the requirement is waived by the Board in accordance with the provisions of the legislation.

All benefits plans must provide manufacturers, consultants, contractors and service companies in Nova Scotia and in other parts of Canada with a full and fair opportunity to participate on a competitive basis in the supply of goods and services used in any proposed work or activity referred to in the benefits plan.

In addition, to be acceptable, the benefits plan must address such subjects as the establishment of an office in the province, the promotion of education and training, research and development in the province, and, of course, employment in the work program for which the plan is being submitted.



In accordance with the legislation, and consistent with the Canadian Charter of Rights and Freedoms, individuals resident in the province must be given first consideration for training and employment. First consideration must also be afforded to services provided from within the province and to goods manufactured in the province, where those services and goods are competitive in terms of fair market price, quality and delivery.



In 1995, the Board established the Canada-Nova Scotia Benefits Review Committee. It is composed of representatives from the Board, Natural Resources Canada, the Nova Scotia Petroleum Directorate and other government agencies and departments as may be appropriate, depending on the circumstances of the benefits review. The Committee confers regularly regarding benefits matters, and has proven to be very effective in improving review procedures and reducing regulatory overlap and duplication. It makes a significant contribution to the Board's industrial benefits decision making process.

Exploration Activity

In 1999, Pan Canadian Petroleum Limited drilled two exploration wells in zones under the Panuke field, which resulted in strong natural gas tests. As Pan Canadian evaluates this discovery, the Board will monitor the benefits achievements within the scope of the Exploratory Drilling Program.

Also in 1999, the Board reviewed and approved benefits plans for eight seismic programs.

Cohasset Project

The Cohasset Project is the first commercial offshore oil project in Canada. Having exceeded production expectations, the Board is now monitoring decommissioning/abandonment.

This Project has made a substantial contribution to industrial benefits for Nova Scotians and other Canadians in two ways - by establishing and maintaining a viable local supplier base, and by achieving employment and procurement results in excess of benefits plan projections.

The Cohasset Project is required to submit annual reports and forecasts. Figures 5 and 6 summarize the Project's direct employment and expenditures for 1999.

Sable Offshore Energy Project

At the close of 1999, the Sable Offshore Energy Project progressed from a development phase to production. The Project is required to submit quarterly and annual reports and forecasts. Figures 7 and 8 summarize the Sable Offshore Energy Project's direct employment and expenditures for 1999.

Throughout the year, the Board reviewed, processed and approved approximately 150 Expressions of Interest, Bid Lists and Contract Awards, each estimated to be in excess of $250,000, as specified for this Project. The Board's standard review process includes regular discussion with the operator, information sharing and consultation with the Benefits Review Committee.

During the year, the Board monitored benefits plan commitments made by the Sable Offshore Energy Project in response to the Board's project approval conditions. Highlights of those responses include:

- An investment of approximately $10 million in training of Nova Scotians and other Canadians for work in the oil and gas industry.
- A commitment to specific initiatives extending employment and training opportunities to disadvantaged individuals and groups.
- A technology transfer plan that facilitates succession planning (replacement of foreign workers with Nova Scotians and other Canadians), and which includes joint venturing opportunities for Nova Scotian and other Canadian industry.
- A minimum expenditure of $5 million over a five year period for research and development to be undertaken in Nova Scotia.

The Project's first annual Call for Research and Development Proposals, also in response to the Board's project approval conditions, took place during the year. The Call generated a broad spectrum of proposals, which were being evaluated at the close of 1999.

A further approval condition required that the Sable Offshore Energy Project submit to the Board an annual Supplier and Infrastructure Assessment during the development phase of the project and during the first three years of the production phase. In 1999 the Sable Offshore Energy Project submitted the second Supplier and Infrastructure Assessment, based on 1999 experience. The Assessment identified areas where there are inadequacies and where opportunities exist for greater participation by Nova Scotians and other Canadians in the industry. The Assessment was shared with both levels of government as well as other industry stakeholders.

During the year, the Board engaged Consulting and Audit Canada to conduct an audit of the Sable Offshore Energy Project's 1998 Annual Benefits Report to verify its accuracy and to identify any reporting deficiencies. The audit scope included visits to Alliance partners and major contractors to ensure that benefits were being reported in accordance with the Board's guidelines, content definitions and generally accepted accounting principles.

As a result of the audit, the Sable Offshore Energy Project's 1998 Annual Benefits Report was found to be substantially compliant, although specific enhancements to the Project's benefits reporting system have been put in place, and the Benefits Reference Manual for Contractors has been improved.

Other Activity

Throughout 1999 Board staff participated in a number of meetings, workshops and trade shows related to industrial benefits topics such as Research and Development, Employment and Training/Technology Transfer. The Board also convened five meetings with members of the Benefits Review Committee to discuss and review activity offshore Nova Scotia.

Board representatives also attended several Provincial and Federal Government Policy Meetings during the year, primarily in an advisory role. Discussions began with Human Resources Development Canada to formalize a Memorandum of Understanding that will provide for an exchange of information and communications between the two agencies.

In 1999, the Board also made presentations to various groups and organizations with respect to offshore employment and industrial benefits requirements.

Figure 5: Direct Employment Summary (Person Years) Jan. 1 to December 31, 1999 - Cohasset Project

Pan Canadian Employees**	*Total Person Years	N.S. Person Years	N.S. %	Total Other Cdn. Person Years	Total Other Cdn. %
Administration	27.0	27.0	100%	0.0	0%
Onshore Operations	31.0	30.0	97%	0.0	0%
Offshore Operations	44.0	40.0	91%	4.0	9%
TOTAL PANCANADIAN	102.0	97.0	95%	4.0	4%
Contractors					
Production & Drilling Operations	129.2	112.0	87%	13.5	10%
Marine & Logistics	162.5	132.3	81%	25.4	16%
TOTAL CONTRACTORS	291.7	244.3	84%	38.9	13%
TOTAL PERSON YEARS	393.7	341.3	87%	42.9	11%

* 1 person year is considered to be 2000 work hours.
** PanCanadian employees include full time, term and contract/consultant staff.

Figure 5(a): Cumulative Employment Summary - Cohasset Project

Direct Employment (Person Years)	Total Person Years	N.S. Person Years	Other Cdn. Person Years
October 1993 Amended Benefits Plan Projection	3,015	2,197	467
Cumulative to December 31, 1999	4,231.4	3,280	543.7

Figure 6: Project Expenditures - Capital and Operating $ Cdn Millions - Cohasset Project

1999 Expenditures	Expenditures	N.S. %	N.S. $	Other Cdn. %	Other Cdn $
Capital Costs	56.5	34%	19.2	19%	10.8
Operating & Abandonment Costs	66.1	43%	28.4	14%	9.2
Combined Capital and Operating	122.6	39%	47.6	16%	20.0
Cumulative Expenditures					
Capital Costs	501.9	38%	190.5	21%	104.8
Operating Costs	780.7	39%	301.9	15%	115.7
Combined Capital and Operating	1,282.6	38%	492.4	17%	220.5

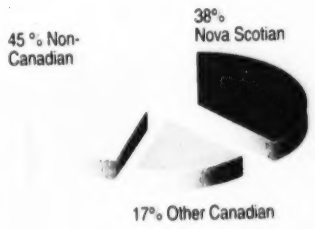


Figure 7: Direct Employment Summary (Person Hours) Cumulative to December 31, 1999 Sable Offshore Energy Project

Employment (Millions of Hours)	Total	Nova Scotia	Other Canadian	Non-Canadian
Cumulative to Dec. 31, 1999	12.7	5.9	1.5	5.2
Percentages	100%	47%	12%	41%

Figure 8: Project Expenditures - Capital and Operating $ Cdn Millions - Sable Offshore Energy Project

Expenditures	Total	Nova Scotia	Other Canadian	Non-Canadian
Cumulative to Dec. 31, 1999	2,051.1	623.2	282.8	1,145.2
Percentages	100%	30%	14%	56%

10th Anniversary Organization Chart

Vacant
Board Member

John H. Currie, C.M.
Board Member

Glenn R. Yungblut
Chairman

Dr. Edgar Gold, C.M., Q.C.
Board Member

Peter J. Kinley
Board Member

J.E. (Jim) Dickey
Chief Executive Officer

C. Andrew Parker
Manager,
Health, Safety &
Environment

Dave
Scratch
Advisor
Safety &
Operations

Vince
Gagner
Advisor
Health &
Safety

Rick
Grant
Facilities &
Production
Engineering

Jaqueline
Dean
Operations &
Environmental
Analyst

Bob
Hale
Advisor, Drilling
& Production
Engineering

Andre
d'Entremont
Advisor
Environmental
Affairs

Jane McPherson
Administrator,
Accounting &
Human Resources

Mary
MacLean
Staff
Secretary
Reception

JD
Roche
Staff
Secretary

Sharon Murphy
Advisor,
Industrial Benefits /
Public Affairs

Leanne
Bjerke
Information
Services

Karen
Trites
Industrial
Benefits
Analyst

S.F. (Steve) Bigelow
Manager,
Resources & Rights

Dave
Brown
Senior
Petroleum
Geologist

Brent
Smith
Senior
Petroleum
Geophysicist

Christine
Bonnell-Eisnor
Resources
& Rights
Analyst

Carl
Makrides
Geologist/
Petrophysics

James
Edens
Senior
Reservoir
Engineer

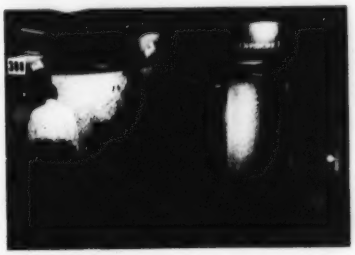
Mary Jean
Verrall
Archive &
Laboratory
Supervisor

Keri
O'Kroneg
Geological
Technologist

Michael S. McPhee
General Counsel &
Secretary of the Board

Public Communications / Organizational Development

The primary objectives of the Board's public information initiatives are to educate and inform the public regarding the Board's regulatory role and the state of offshore activities and to ensure that information is delivered in a consistent and standardized format.



Many meetings, presentations and information sessions were undertaken by the Board during the past year. Some of the forums included: Offshore Technology Association of Nova Scotia (OTANS), Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), Nova Scotia Safety Council, Canadian Institute of Mining Metallurgy (CIM), etc. Included were numerous media sessions, university and school presentations, meetings with other agencies and government departments, conference presentations, service and supply community consultations, dialogue with representatives from various groups interested in offshore oil and gas matters and ongoing communications with the general public.

The Board issued six news releases and responded to over 400 media inquiries from Nova Scotian, other Canadian and international media.

During the past fiscal year the Board experienced, once again, record levels of use of the Boards Data Archive, Core Storage & Laboratory Facility. Petroleum exploration/production companies accounted for 55% of the recorded visits. This represents a 15% increase over the previous year. Industry was represented by 18 individual petroleum exploration/production companies. Drilling/service companies account for 27% of the use, government and academic recorded 11%, and other (data management, students, etc.) 7%.

The consistent use of this facility not only reflects a heightened interest in existing exploration and development of Nova Scotia offshore petroleum resources but also is indicative of the potential for future exploration activity.

The Board's Internet website has, again, proven to be an effective means of communicating information to the public. The site was reorganized and expanded in 1999 to allow for easy browsing. An average of 20,000 hits are logged every month on the website. The website address is <www.cnsopb.ns.ca>.

Organizational Development

The Board continued its ongoing review and development of the organizational structure. In response to the increased activities of the petroleum industry, the Board added four contract positions to staff in 1999; an Advisor; Occupational Health and Safety, Rights and Resources Analyst, Operations/Environmental Analyst and an Industrial Benefits Analyst.

During the reporting period, the Board progressed its work with policy and procedure development of the Total Quality Management System. The following documents were prepared and implemented in accordance with ISO criteria:

- Management System Manual
- Business Plan
- Industrial Benefits and Employment Plan Policy and Procedure
- Guidelines, Policies and Procedures
- Emergency Response Plan
- Business Continuity Plan
- Administration Policy
- Performance Appraisal Policy and Procedure
- Drug and Alcohol Policy
- Document Control Policy and Procedure

The Board's Business Plan sets out a detailed description of organizational requirements, goals and objectives for the next thirty-six month period. The Board continually pursues ways to streamline its processes in order to improve the efficiency and effectiveness of its regulatory processes.

Auditor's Report

Deloitte & Touche LLP

P.O. Box 2087
5161 George Street, Suite 800
Halifax, Nova Scotia B3J 3B7

Telephone (902) 422-8541
Facsimile (902) 423-5820

Auditors' Report

To the Members of Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board

We have audited the statement of financial position of Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board as at March 31, 2000, and the statements of revenue and expenditure and cash flows for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

We conducted our audit in accordance with auditing standards generally accepted in Canada. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 2000, and the results of its operations and cash flows for the year then ended, in accordance with auditing standards generally accepted in Canada.

Deloitte & Touche LLP

April 17, 2000

Chartered Accountants

Deloitte Touche Tohmatsu

Financial Statements

CANADA–NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD

Statement of Financial Position
As at March 31, 2000

	2000	1999
Assets		
Current		
Cash	$ 351,178	$ 164,951
Accounts receivable (Note 4)	156,826	39,531
Prepaid expenses	21,065	4,383
	529,069	208,865
Equipment (Notes 2 and 5)	154,114	151,506
	$ 683,183	$ 360,371
Liabilities		
Current		
Accounts payable and accrued liabilities	$ 142,777	$ 179,763
Payable to government (Note 6)	304,192	
Deferred revenue (Notes 2 and 7)	82,100	29,102
	529,069	208,865
Deferred capital grant (Note 2)	154,114	151,506
	$ 683,183	$ 360,371

Approved by the Board:

..... Member ..... Member

Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board

Statement of Revenue and Expenditure
Year Ended March 31, 2000

		2000	1999
Revenue			
Grants			
Government of Canada		$ 1,325,000	$ 680,000
Government of Nova Scotia		1,325,000	680,000
Sable Offshore Energy Project - Cost Recovery		2,650,000	1,360,000
Cohasset Project - Cost Recovery		929,282	537,831
Miscellaneous industry recoveries		367,023	206,169
Activity Applications		7,200	—
Sale of Board publications		—	67,000
Interest		7,025	11,450
Gain on sale of capital assets		21,259	9,504
Amortization of deferred capital grant		—	1,330
		82,464	57,927
		4,064,253	2,251,211
Less:	Cost recoveries refunded to government	(1,290,000)	—
	Deferred capital grant	(85,074)	(77,096)
	Deferred revenue	(82,100)	(29,102)
Net Revenue		2,607,079	2,145,013
Expenditure			
Personnel, consulting and Board members		1,801,954	1,458,616
General office and support		486,440	399,411
Office and laboratory premise costs		236,221	229,059
Amortization of equipment		82,464	57,297
		2,607,079	2,145,013
Excess of revenue over expenditure		$ –	$ –

Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Statement of Cash Flows
Year Ended March 31, 2000

	2000	1999
Net inflow (outflow) of cash related to the following activities:		
Operating		
Items not affecting cash		
Amortization of deferred capital grant	**$ (82,464)**	$ (57,927)
Amortization of equipment	**$ 82,464**	$ 57,927
Gain on sale of capital assets	**—**	(1,330)
	—	(1,330)
Changes in non-cash operating working capital items	**186,227**	164,075
	186,227	162,745
Investing		
Purchase of capital assets	**(85,074)**	(77,096)
Deferral of capital grants	**85,074**	77,096
Proceeds on sale of capital assets	**—**	1,330
	—	1,330
Net cash inflow (inflow)	**186,227**	(164,075)
Cash position, beginning of year	**164,951**	876
Cash position, end of year	**$ 351,178**	$ 164,951

Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Notes to the Financial Statements
Year Ended March 31, 2000

1. PURPOSE OF ORGANIZATION
The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board was formed to administer the relevant provisions of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Nova Scotia. The Board is funded by grants from the Federal and Provincial governments in equal contributions. The Board collects and remits to the governments cost recovery charges assessed against industry from regulatory reviews, up to a maximum of 50% of the Boards approved budget. The Board is a non-profit organization and is, therefore, exempt from income tax.

2. ACCOUNTING POLICIES
The financial statements have been prepared in accordance with generally accepted accounting principles and include the following significant accounting policies:

a) Capital Assets
Capital assets are recorded at cost, less accumulated amortization.

b) Deferred Revenue
Operating grants received from government in excess of Board expenditures, net of other revenue, are credited to deferred revenue.

c) Deferred Capital Grant
Federal and provincial grants received for annual capital expenditures are deferred and recognized into revenue on a basis consistent with the equipment amortization charge.

3. CASH

Cash consists of cash on hand.

4. ACCOUNTS RECEIVABLE

	2000	1999
Federal Government	$110,417	$ —
Harmonized Sales Tax	15,780	2,003
Industry receivables	28,110	27,978
Other	2,519	9,550
	$ 156,826	$ 39,531

5. CAPITAL ASSETS

Capital assets are recorded at cost, less accumulated amortization. Amortization is recorded using the straight-line method over four years for furniture and fixtures and over three years for computer equipment.

	Cost	Accumulated Amortization	Net Book Value 2000	Net Book Value 1999
Furniture and fixtures	$ 126,459	$ 56,289	$ 70,170	$ 66,625
Computer equipment	191,175	107,231	83,944	84,881
	$ 317,634	$ 163,520	$ 154,114	$ 151,506

6. PAYABLE TO GOVERNMENT

	2000	1999
Federal Government — cost recovery funds	$ 152,096	$ —
Provincial Government — cost recovery funds	152,096	—
	304,192	—

7. DEFERRED REVENUE

	2000	1999
Federal Government	$ 41,050	$ 14,551
Provincial Government	41,050	14,551
	82,100	29,102

8. COMMITMENTS

The Board leases office space for approximately $65,000 per year. The lease expires in April 2008.

The Board also leases core storage premises for approximately $42,000 per year. The lease expires in March 2008.

9. COMPARATIVE FIGURES

Certain of the March 31, 1999 figures have been revised to comply with the current year's financial statement presentation.

Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Rapport Annuel 1999-2000

Photographie

Couverture : L'île de Sable, Prisma Productions, Dave Nichols, courtoisie du Projet énergétique extracôtier Sable

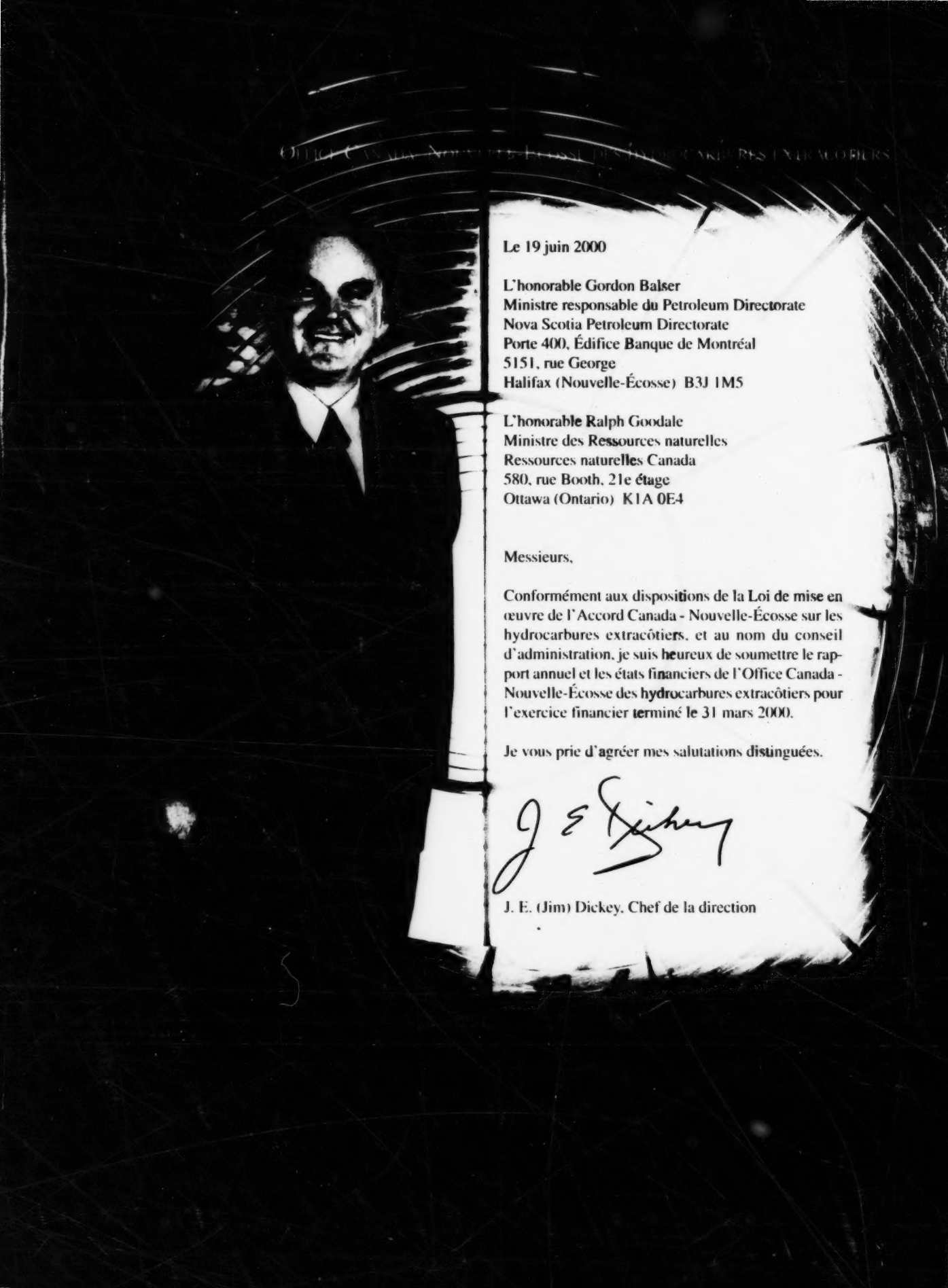
Morrow Scot-Brown :
Pages; 1, 4(i), 5(iii), 6, 8, 9(ii), 14, 15(i), 18, 19 (i), 23 (ii).

Prisma Productions, courtoisie du Projet énergétique extracôtier Sable : Pages ; 4 (i, ii & iii), 5 (ii), 9 (i, iii, iv, v, vi), 15(i), 19 (ii, iii, v).

Carl Haycock : Page 5(i).

PanCanadian Petroleum Limited : Page; 12, 19 (iv).

John Chiasson : page; 24.



Le 19 juin 2000

L'honorable Gordon Balser
Ministre responsable du Petroleum Directorate
Nova Scotia Petroleum Directorate
Porte 400, Édifice Banque de Montréal
5151, rue George
Halifax (Nouvelle-Écosse) B3J 1M5

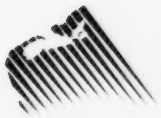
L'honorable Ralph Goodale
Ministre des Ressources naturelles
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario) K1A 0E4

Messieurs,

Conformément aux dispositions de la Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, et au nom du conseil d'administration, je suis heureux de soumettre le rapport annuel et les états financiers de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers pour l'exercice financier terminé le 31 mars 2000.

Je vous prie d'agréer mes salutations distinguées.

J. E. (Jim) Dickey, Chef de la direction



La réglementation efficace,
équitable et intelligente de l'exploitation
des ressources pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse.

Table des matières

Rapport du président et du chef de la direction 4

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers 6

Santé, sécurité et environnement 8
- Approche en matière de réglementation .....
- Sécurité et santé du travail .....
- Protection de l'environnement .....
- Activités extracôtières .....

Gestion des ressources en hydrocarbures 14
- Gestion des droits .....
- Permis d'exploration .....
- Attribution des droits .....

Emploi et retombées économiques 18
- Informations générales .....
- Prospection et exploration .....
- Tableaux : Projet Cohasset .....
- Tableaux : Projet énergétique extracôtier Sable .....

Communications publiques/Développement organisationnel 22

Rapport des vérificateurs 24

États financiers 25

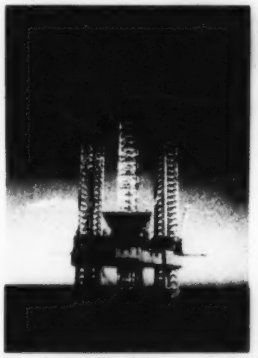
Rapport du président et du chef de la direction

L'exercice 1999-2000 s'est révélé remarquable à nombre d'égards. En janvier 2000, l'Office a célébré le dixième anniversaire de sa création par les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse. Le premier projet pétrolier extracôtier du Canada, le projet Cohasset, a atteint la fin de son cycle de production après avoir livré quelque 44 millions de barils de pétrole au cours des huit dernières années. La production a pris fin le 17 décembre 1999. À la même date, l'Office a accordé à Sable Offshore Energy Inc. (SOEI) une autorisation de commencer à produire du gaz naturel pour le Projet énergétique extracôtier Sable (PEES), premier projet de production de gaz extracôtier au Canada.

Tout au long de l'année, l'Office a continué à s'intéresser de près à la sécurité au large des côtes et a maintenu son engagement d'améliorer constamment la sécurité des travailleurs. Il faut reconnaître que les activités extracôtières s'exécutent dans un environnement ingrat et hostile qui exige une attention et une vigilance de tous les instants aux mesures de sécurité. Nous devons malheureusement mentionner qu'en avril 1999, un travailleur a subi des blessures mortelles pendant les travaux du Projet Cohasset. C'est le premier accident mortel lié à l'exploitation des ressources pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse. Cet événement tragique a suscité un intérêt renouvelé pour la sécurité au large des côtes et incité certains à se demander si le travail extracôtier est aussi sécuritaire qu'il devrait l'être. L'Office désire profiter de l'occasion qui lui est offerte pour assurer les ministres et le public que l'industrie extracôtière possède un excellent dossier en matière de sécurité et qu'elle offre toujours un milieu de travail sécuritaire.

L'Office croit toutefois que conformément à sa philosophie d'amélioration constante, la sécurité au large des côtes peut encore être améliorée. Au cours de l'année écoulée, l'Office a pris plusieurs mesures visant à améliorer le processus d'examen de la sécurité; il a notamment séparé les postes de Chef de la direction et de Chef de la sécurité, engagé un agent de sécurité supplémentaire, retenu les services de spécialistes en santé et sécurité du travail, préparé de nouvelles lignes directrices en matière de sécurité et tenu un atelier sur la sécurité regroupant plusieurs intervenants. Le personnel de l'Office a en outre travaillé en étroite collaboration avec les gouvernements pour élaborer des modifications relatives au mesures de sécurité prévues dans la loi et les règlements de mise en œuvre de l'Accord. L'Office continuera à accorder la priorité aux volets de son mandat ayant trait à l'examen de la sécurité et prévoit élargir ces volets et entreprendre d'autres initiatives en matière de sécurité.

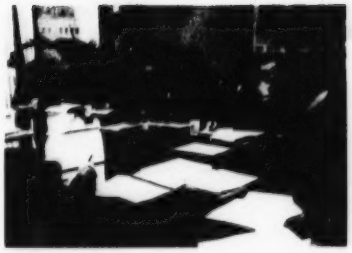
Pendant l'exercice, l'Office a procédé à plusieurs vérifications et inspections des installations extracôtières. Le personnel a procédé à un total de 36 vérifications et inspections. Nous avons notamment procédé à des vérifications exhaustives des déclarations de SOEI sur les retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse et de son Plan de gestion ainsi qu'à de nombreuses inspections sur place.



L'année a aussi été très occupée au plan de la gestion des droits. Elle s'est ouverte sur la publication, le 4 mai 1999, des résultats de l'appel d'offres NS98-2. Dix-neuf permis d'exploration ont été accordés, représentant des engagements de 592,5 millions de dollars pour faire des travaux. Il s'agit du plus important appel d'offres jamais lancé pour la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. En novembre 1999, onze autres permis d'exploration ont été accordés, représentant des engagements de 61,2 millions de dollars pour faire des travaux. Soulignons en outre l'émissions de quatre permis de production à Sable Offshore Energy Inc. en juillet 1999. Ces permis ont été mis en vertu de Déclarations de découvertes exploitables faites par l'Office en juin 1999 à la suite d'évaluations exhaustives de la ressource par son personnel.

L'Office s'est penché sur nombre de questions environnementales pendant l'exercice. En janvier 1999, il a décidé de ne pas émettre de nouveaux permis ni d'autoriser d'activités dans la région du Gully de l'île de Sable avant la fin de l'année afin de disposer de plus de temps pour étudier les préoccupations environnementales. L'Office a également imposé des conditions aux PE 2370 et 2371 pour interdire tout forage à moins d'un mille nautique de l'île de Sable. Plusieurs évaluations environnementales ainsi qu'une évaluation générale du forage de prospection ont été entreprises. L'Office a continué à collaborer avec d'autres agences et organisations sur des questions ayant trait à l'environnement, et ses comités consultatifs de l'environnement et des pêcheries ont été actifs.

Les activités extracôtières étant à un niveau record, l'Office a exercé une surveillance serrée pour s'assurer que les exigences relatives à l'emploi et aux retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse contenues dans la loi de mise en œuvre de l'Accord soient respectées. Compte tenu de toutes les activités de développement entreprises pendant l'exercice, l'Office estime à près de 1,2 milliards de dollars les sommes dépensées en activités extracôtières. De ce montant, quelque 452,7 millions de dollars ont été dépensés en Nouvelle-Écosse et 136,3 millions dans d'autres régions du Canada. Dans l'ensemble, le pourcentage d'emplois canadiens et néo-écossais a été d'approximativement 66 %. Conformément aux conditions qu'il a imposées dans le cadre du Plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse pour le PEES, l'Office a mis en place des Lignes directrices pour le plan de recherche et développement de SOEI et a reçu le premier rapport d'évaluation des fournisseurs et de l'infrastructure du PEES. Cette documentation et d'autres renseignements sur les retombées ont été communiqués aux gouvernements par l'intermédiaire du Comité d'examen des retombées de l'Office qui a tenu des rencontres trimestrielles.



Au moment de rédiger ce rapport, il restait un poste à combler à l'Office. Au cours de l'exercice, les effectifs de l'Office ont été augmentés de 19 à 23 personnes afin de répondre à la demande croissante en matière de réglementation; les quatre nouveaux employés sont des contractuels, dont un agent de sécurité. L'Office a une fois de plus réussi à respecter le budget établi pour l'exercice. Il faut souligner, toutefois, que si le rythme de croissance actuel des activités extracôtières et de l'augmentation des demandes en matière de réglementation se poursuit, l'Office aura besoin de ressources financières additionnelles pour remplir le mandat que lui confie la loi.

Au cours de l'année terminée, les gouvernements du Canada, de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse ont élaboré des lignes directrices sur les délais et la façon de recouvrer le coût des services fournis par l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers aux sociétés détenant une participation ou poursuivant des activités pétrolières dans les zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve.

Les lignes directrices sur le recouvrement des coûts reconnaissent qu'il est nécessaire que les gouvernements financent entièrement le budget approuvé de l'Office. Elles reconnaissent en outre que certaines activités de l'Office qui débordent du cadre de ses activités de bases en matière de réglementation et de gestion de la ressource, sont tributaires des activités de l'industrie. Les lignes directrices donnent à l'Office la responsabilité de percevoir et de remettre aux gouvernements les frais établis pour les autorisations d'activités et la gestion des droits, jusqu'à concurrence d'un maximum de 50 % du budget approuvé de l'Office.

Les pages qui suivent renferment des renseignements plus détaillés sur les activités de l'Office au cours de l'exercice financier 1999-2000. Conformément aux dispositions de la Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, les états financiers de l'exercice terminé le 31 mars 2000 et le rapport des vérificateurs sont aussi inclus dans le présent rapport.

Glenn R. Yungblut
Président du Conseil

J.E. (Jim) Dickey
Chef de la direction

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

L'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers comprend cinq membres nommés pour des mandats de durée déterminée. Les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse nomment chacun deux membres, le président de l'Office étant nommé conjointement par les deux gouvernements. Il y a actuellement un poste vacant au conseil d'administration. Le nouveau membre sera nommé par le gouvernement fédéral.

Glenn R. Yungblut; Président du conseil
M. Yungblut est titulaire d'un B.Sc. (concentration en génie mécanique) de l'Université Queens.

Au cours de sa carrière, il a occupé les postes de directeur général, service de l'ingénierie, Office national de l'énergie, à Calgary et au service de l'ingénierie, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, à Ottawa et Halifax. Il avait auparavant occupé les postes de président et directeur administratif d'EPI Resources Ltd, société d'ingénierie extracôtière et de consultation, et de gestionnaire du forage extracôtier dans le cadre des projets de forage de Shell Canada tant sur la côte ouest du pays qu'au large de la Nouvelle-Écosse.

M. Yungblut est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta et du chapitre de Calgary de l'Offshore Mechanics and Arctic Engineering Division (ASME) dont il est un ancien président.

Edgar Gold, C.M., c.r., Ph.D.; Membre du Conseil
M. Gold est membre de la Nova Scotia Barristers Society et conseil de la reine (c.r.).

Il a été l'un des associés du cabinet Huestis Ritch, de Halifax, auprès duquel il est aujourd'hui avocat-conseil. M. Gold est professeur auxiliaire de droit à l'Université Dalhousie. Il occupe en outre des postes auprès de l'Institut canadien des océans, de l'Université maritime mondiale en Suède et de l'Institut de droit maritime international de l'OMI à Malte.

M. Gold détient le brevet de capitaine au long cours au Royaume-Uni et au Canada et a passé 16 ans en mer, dont plusieurs années à titre de commandant. M. Gold est en outre titulaire de baccalauréats ès arts et en droit de l'Université Dalhousie et d'un Ph.D. de l'University of Wales. Il est Fellow de l'Offshore Institute, membre du Chartered Institute of Arbitrators (MCIArb) et de multiples associations et organismes professionnels.

Il a été président de l'Association canadienne de droit maritime. Il a été pendant 20 ans professeur de droit maritime à l'Université Dalhousie; pendant 15 de ces années, il y était également professeur de droit et d'études environnementales et des ressources. Le Collège de la Garde côtière canadienne lui a décerné un diplôme honorifique, et il est fellow honoraire de la Hellenic Marine Environnement Protection Association. M. Gold est décoré de la Croix de Commandeur de l'Ordre du Mérite, l'une des plus hautes décorations civiles décernées par le gouvernement allemand; il a reçu cet honneur en reconnaissance notamment de ses efforts pour resserrer les relations entre l'Allemagne et la Nouvelle-Écosse. Il a été décoré de l'Ordre du Canada en octobre 1997.

John H. Currie, C.M.; Membre du Conseil
M. Currie a obtenu un B.A. de l'Université Saint-François-Xavier et un baccalauréat en droit de l'Université Dalhousie.

Il a occupé les postes de directeur, de premier vice-président et de conseiller juridique chez CDC Oil and Gas Limited; de premier vice-président de Canterra Energy Ltd.; de directeur de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et de gouverneur de l'Association canadienne d'études fiscales.

Président-fondateur du Tax Executive Institute of Alberta, M. Currie a également été président de la Petroleum Law Foundation et président national de la section des conseillers juridiques d'entreprises de l'Association du Barreau canadien; il a aussi été président de la Chambre de commerce de Calgary. En octobre 1997, il a été décoré de l'Ordre du Canada.

Peter J. Kinley; Membre du Conseil
M. Kinley est titulaire d'une maîtrise ès sciences en génie, architecture navale et génie maritime de l'université du Michigan et d'un baccalauréat en génie mécanique de la Technical University of Nova Scotia; il détient en outre un diplôme en génie de l'Université Dalhousie.

M. Kinley est président et chef de la direction de la Lunenburg Foundry & Engineering Limited, et président de la Lunenburg Marine Railway Company Limited, de Heritage Harbour Developments et de Heritage Tallships Inc. Il a occupé, à titre bénévole, divers postes au sein de nombreux conseils d'administration et commissions. Il est membre du conseil d'administration de l'Offshore Trade Association of Nova Scotia, directeur du Programme d'action des zones côtières de l'Atlantique (Bluenose) et de la chambre de commerce de Lunenburg.

Membre de l'Association des ingénieurs de la Nouvelle-Écosse, M. Kinley a été vice-président de la Société canadienne de génie mécanique et directeur de l'Association des fonderies canadiennes. Il a aussi fait partie du groupe consultatif technique, technologie des métaux du Conseil national de la recherche.

Il a siégé comme président de la Commission de développement économique de Lunenburg et membre du conseil de la Commission industrielle de la municipalité de Lunenburg.

Santé, sécurité et environnement

L'Office a poursuivi ses activités aux chapitres de la santé, de la sécurité et de l'environnement. En plus de se pencher sur les demandes d'autorisation et d'examen pour le Projet énergétique extracôtier Sable, le Projet Cohasset et les programmes géophysiques, il a consacré beaucoup d'efforts à la révision de ses politiques et lignes directrices.

Le premier accident mortel lié à l'exploitation des hydrocarbures s'est produit au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Le 14 avril 1999, un ouvrier a subi des blessures mortelles en franchissant une porte étanche du Nordic Apollo, bâtiment d'entreposage flottant du Projet Cohasset. L'Office a fait enquête sur cet accident en collaboration avec la Gendarmerie royale du Canada, le ministère du travail de la Nouvelle-Écosse, Transports Canada et le Bureau canadien de la sécurité des transports.

Les résultats du rapport d'enquête publié en novembre 1999 indiquent que le régime réglementaire de santé et de sécurité au travail doit être clarifié et qu'il faut améliorer les connaissances relatives à la sécurité en milieu de travail. L'Office fait le suivi des mesures suggérées dans les recommandations du rapport.

Approche en matière de réglementation

Tous les exploitants doivent obtenir une autorisation de l'Office avant d'entreprendre quelque activité pétrolière que ce soit dans la zone extracôtière. L'Office a continué, à titre de principal organisme de réglementation des activités pétrolières extracôtières, à être l'organe de coordination avec les autres organismes de réglementation pour l'étude des demandes d'autorisation et la surveillance des activités. Par ailleurs, en vertu d'un protocole d'entente conclu avec l'Office national de l'énergie (ONE), une somme considérable de travail a été accomplie au nom de l'ONE en ce qui a trait aux autorisations relatives au pipeline situé au large des côtes.

L'Office exige que les exploitants fassent la preuve qu'un système efficace est en place et que ce système permet d'accomplir les travaux de façon sécuritaire pour les travailleurs et pour l'environnement. L'Office fait référence aux règlements et aux lignes directrices comme barème pour évaluer les activités proposées par un exploitant. Il est en effet disposé à étudier les suggestions des exploitants lorsqu'il existe des moyens différents de ceux prévus dans la réglementation d'améliorer la sécurité et de protéger l'environnement. L'Office continuera à collaborer avec l'industrie, les gouvernements et les autres intervenants pour perfectionner le processus de réglementation.

À cet égard, au cours de l'exercice, l'Office a émis 49 autorisations pour des déviations ou des mesures équivalentes. Chaque demande fait l'objet d'une étude exhaustive par le personnel de l'Office et, au besoin, par une autorité certificatrice pour s'assurer que la méthode proposée est équivalente aux méthodes prévues ou qu'elle offrira un niveau adéquat de sécurité et de protection de l'environnement.

Santé et sécurité

Au cours de l'exercice visé, l'Office a entrepris une révision en profondeur de ses procédures en matière de santé et de sécurité. L'enquête sur l'incident mortel a fait ressortir des incertitudes juridiques en ce qui a trait à la compétence en matière de santé et de sécurité dans la zone extracôtière. Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a déterminé que la loi néo-écossaise sur la santé et la sécurité au travail n'avait qu'une application limitée au large des côtes. La loi renferme néanmoins des principes importants en ce qui a trait à la sécurité en milieu de travail, principes qui n'apparaissent pas actuellement dans la Loi de mise en œuvre.

Pour combler ce vide juridique, l'Office a préparé une ébauche de lignes directrices où sont intégrés les principes essentiels de la sécurité en milieu de travail. Jusqu'à ce que les modifications appropriées soient apportées à la Loi et aux règlements de mise en œuvre, le respect de ces lignes directrices sera l'une des conditions préalables à l'octroi de toutes les autorisations. L'Office a organisé un atelier public pour étudier et discuter de ces lignes directrices avec les travailleurs, exploitants, entrepreneurs et autres personnes visées par le travail en zone extracôtière. L'Office prépare, en collaboration avec les gouvernements de Canada, de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve ainsi qu'avec l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE) des modifications à la Loi de mise en œuvre de l'Accord et il élabore des règlements relatifs à la santé et à la sécurité au travail.

L'Office procède également, avec l'aide de spécialistes externes, à une révision de ses politiques et procédures internes en matière de santé et de sécurité. Cette révision est à l'origine de l'adoption de plusieurs mesures visant à améliorer la sécurité, notamment la séparation des postes de Chef de la direction et de Chef de la sécurité; l'Office a en outre engagé un agent de sécurité supplémentaire, retenu les services de spécialistes en santé et sécurité du travail et entrepris la révision de ses politiques et procédures internes. La révision interne se poursuit.

Des efforts considérables ont été consacré aux volets conception, construction et mise en service des puits, des installations et du pipeline en zone extracôtière du PEES. L'Office a entre autres procédé à un examen interne avant d'émettre une autorisation d'activités, a étudié les demandes de déviation des règlements ou d'équivalence et surveillé les activités extracôtières.

En tout, le PEES a fait l'objet de 22 vérifications et inspections au cours de l'exercice. Les vérifications ont porté sur le système de gestion de l'exploitant, sur les volets conception et fabrication, sur les bâtiments de construction et de soutien ainsi que sur les questions relatives à la santé et à l'exploitation. Pendant l'exercice, l'Office a en outre entrepris une vérification technique de l'autorité certificatrice, organisme désigné par les gouvernements pour confirmer que les installations sont conformes aux règlements et adéquates pour l'usage auquel elles sont destinées.

L'Office a également procédé à 13 vérifications ou inspections du projet Cohasset, du forage de reconnaissance et des activités géophysiques.

L'Office poursuit ses efforts pour disposer de statistiques en matière de sécurité compilées par les exploitants. Il travaille actuellement avec l'OCTNHE et l'industrie à l'élaboration d'un système d'information efficace.

Protection de l'environnement

L'Office met la protection de l'environnement au premier plan de ses préoccupations à toutes les étapes de l'exploitation des ressources pétrolières, tant pendant la prospection que pendant les travaux de démantèlement et d'abandon. En 1999, il a achevé la première de trois grandes évaluations stratégiques des activités d'exploitation des ressources pétrolières à l'étape des appels d'offres. Les évaluations stratégiques font ressortir les préoccupations relatives à l'environnement et aux pêcheries avant l'émission des permis d'exploration. Elles se déroulent avant que les projets individuels et leurs impacts environnementaux spécifiques ne soient identifiés.

L'Office a entrepris une étude-maison pour définir et cartographier les zones de la plate-forme et de la pente Scotian ayant une importance écologique et commerciale. Ces renseignements seront intégrés aux évaluations stratégiques ultérieures et serviront à vérifier si les évaluations environnementales soumises par l'industrie sont complètes. L'Office, en collaboration avec des représentants sur place du ministère néo-écossais des Pêcheries, a rendu visite à des pêcheurs de toutes les régions de la Nouvelle-Écosse au cours d'une période de deux semaines pour recueillir des données supplémentaires et vérifier l'exactitude des renseignements dont il disposait.

En conséquence de l'augmentation des activités en zone extracôtière et du lancement de nouvelles initiatives environnementales par l'Office, les comités consultatifs de l'environnement et des pêcheries ont été très actifs tout au long de l'exercice. Cinq réunions mixtes des comités consultatifs ont été tenues au cours de l'année. Les membres ont convenu à l'unanimité de fusionner les deux comités en un seul Comité consultatif des pêcheries et de l'environnement. Par ailleurs, un sous-comité a été créé pour faciliter les communications sur place entre l'industrie de la pêche et le secteur sismique. Les commentaires du comité consultatif de l'Office ont été d'une aide précieuse pour traiter des questions relatives aux pêcheries et à l'environnement soulevées par la prospection et la production pétrolière.

Tableau 1 : 1999 - Statistiques en matière de santé et de sécurité - Région extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Installations et bâtiments	Heures-personnes	APT (Accidents avec perte de temps)	Soins médicaux	* APT Fréquence
Forage et production	1,200,833	1**	17	0.17
Forage/plates-formes/unités d'entreposage Navires d'approvisionnement et de réserve Bâtiments	455,345	5	7	2.20
Autres bâtiments/Construction et transport/Géophysique	1,985,672	9	27	0.91
Total	3,641,850	15	51	0.82

* La fréquence des APT est calculée en fonction de 200 000 heures-personnes travaillées.
** Accident mortel, Nordic Apollo, Projet Cohasset

L'inclusion, dans l'appel d'offres NS98-2 lancé en décembre 1998, d'une parcelle située dans le golfe du Saint-Laurent, à l'ouest de l'Île du Cap-Breton, a soulevé un intérêt considérable dans le public. Après l'achèvement d'une évaluation environnementale stratégique, l'Office a imposé un moratoire de six mois sur toute activité d'exploration sur cette parcelle. L'Office a d'ailleurs participé à des consultations publiques exhaustives relativement à cette parcelle.

Les rapports d'examens de catégorisation de la prospection sismique sont restés des documents de référence importants pour l'évaluation environnementale des propositions de prospection. La première ébauche d'une évaluation des activités de forage de reconnaissance - évaluation semblable à l'évaluation environnementale quoique de moindre envergure - effectuée grâce à cinq études de cas, a été soumise par l'industrie à la fin de 1999. Une rencontre publique a été tenue pour permettre à la population de faire part de ses commentaires aux partisans d'une telle évaluation et aux organismes de réglementation. Comme c'est le cas pour les examens de catégorisation, des évaluations environnementales ultérieures sont tout de même nécessaires pour étudier les données spécifiques à chaque site.

L'Office a ainsi complété les évaluations environnementales ci-dessous pendant l'exercice, ce qui montre bien l'augmentation constante du niveau d'activités dans la zone extracôtière. neuf évaluations environnementales de programmes de prospection sismiques, de nombreux rapports et documents soumis par le PEES en réponse aux conditions imposées par l'Office en matière d'environnement et par l'ONE pour l'émission d'un certificat pour le pipeline extracôtier, ainsi qu'une ébauche d'évaluation environnementale générique pour le forage.

Les Lignes directrices sur le traitement des débris (LDTD) sont utilisées à la fois par l'Office, l'OCTNHE et l'ONE comme normes minimales applicables aux rejets des plates-formes et des appareils de forage. L'Office a mise en place une limite de 1 % de rejet pour tous fluides de forage à base d'hydrocarbures; cette limite est entrée en vigueur le 1er janvier 2000. Cela signifie essentiellement un régime de niveau de rejet nul pour les boues à base d'huile.

L'OCTNHE assumera la responsabilité de la mise à jour des LDTD pour s'acquitter d'un engagement pris au cours de l'étude par la Commission d'examen de l'initiative Terra Nova. La mise à jour a commencé en décembre 1999 avec une demande de commentaires sur les lignes directrices existantes. Une première réunion du groupe de travail formé pour la mise à jour des LDTD s'est tenue pendant l'exercice. Le groupe de travail regroupe des membres des trois offices, d'organismes gouvernementaux et un nombre égal de représentants de l'industrie pétrolière, des pêcheries et de groupes d'intérêt public. On s'attend à ce que cette révision, qui prévoit des occasions pour le public d'exprimer des commentaires, se poursuive tout au long de 2000.

La recherche environnementale financée par le Fonds pour l'étude de l'environnement (FÉE) s'est poursuivie pendant l'exercice 1999-2000, mais à un rythme plus lent que celui qui avait été envisagé. Une demande de propositions (DP) pour une étude sur place de l'impact de la prospection sismique sur les pêcheries a été reportée et sera entreprise après un atelier sur l'environnement qui doit se tenir plus tard cette année; une première tentative d'entreprendre une modeste étude de surveillance sur le Banc de Saint-Pierre a elle aussi été reportée en raison du calendrier de prospection sismique. Par contre, un contrat en vue de tenir un atelier pour l'élaboration de méthodologies pour de nouvelles études sur place a été accordé par le FÉE. Des demandes de propositions ont été préparées pour des travaux portant sur les impacts cumulatifs des activités sur la zone extracôtière et sur le repérage des région du sud du Golfe du Saint-Laurent ayant une importance écologique et commerciale. Les fonds nécessaires au financement des études proviendront de droits calculés sur la superficie et imposés aux titulaires de droits pour la Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve. Le FÉE conservera son importance comme mécanisme de financement de la recherche environnementale liée à l'exploitation.

L'Office a imposé une interdiction temporaire de procéder à des activités pétrolières dans la région du Gully de l'île de Sable jusqu'à la fin de 1999 afin de donner au ministère des Pêches et des Océans (MPO) le temps nécessaire pour élaborer et mettre en œuvre une stratégie de conservation dans cette région. Les projets entrepris dans le cadre du protocole d'entente avec l'OCTNHE et Environnement Canada ont été réalisés avec succès, les travaux ayant porté surtout sur la coordination de l'intervention en cas de déversement et les communications entre les deux organisations. Une version de travail du protocole et du plan de travail a été soumise au MPO pour discussion; on s'attend à ce qu'un protocole d'entente soit conclu avec le MPO en 2000.

L'Office exige des exploitants qu'ils signalent tous les déversements. Le tableau 2 est un sommaire des déversements survenus au cours de l'exercice.

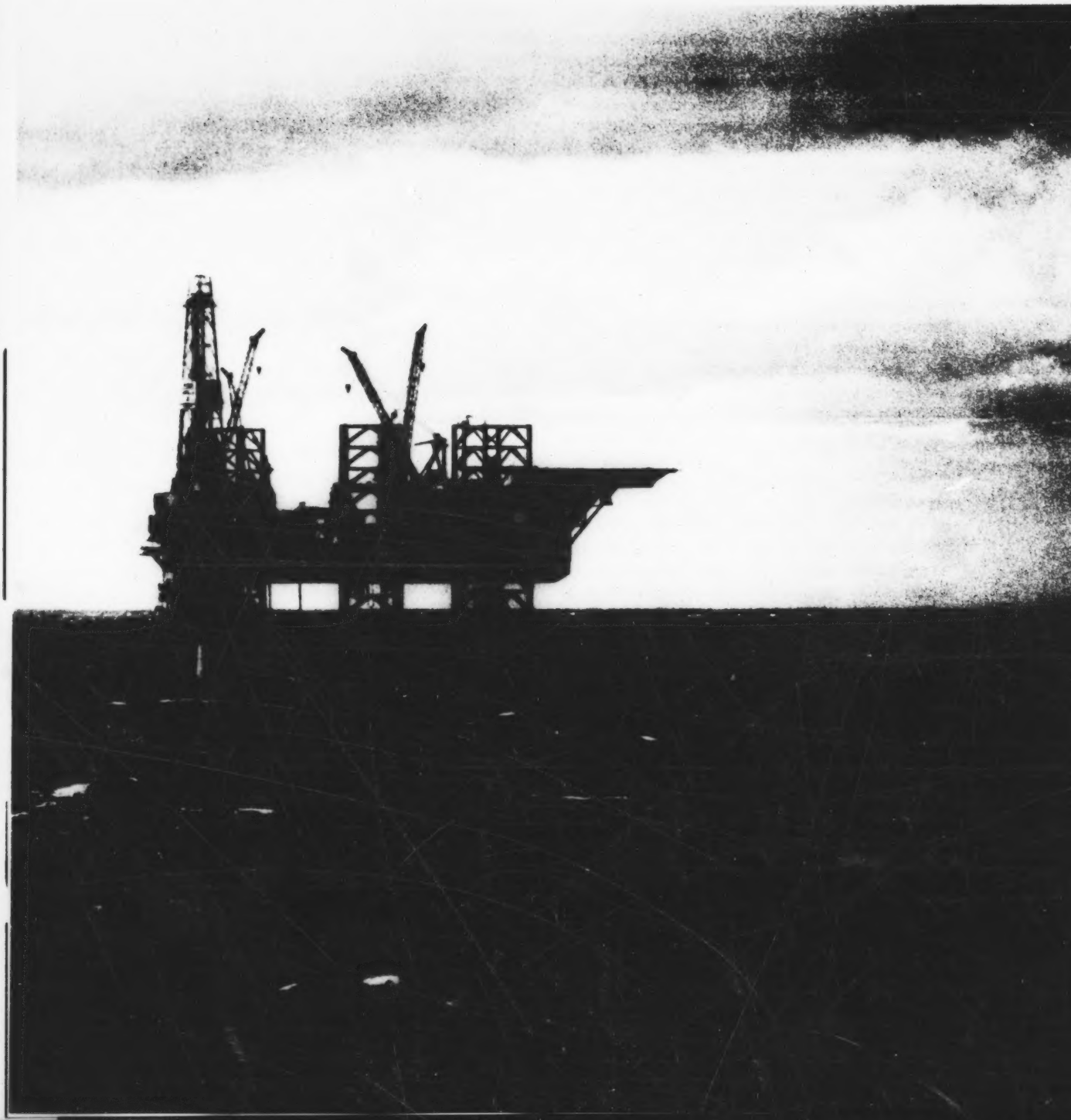
Déversements signalés en 1999 dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Material	<10L	10L à 150L	>150L
Condensat		3	
Boues synthétiques	6	6	
Huile pour équipement hydraulique	4		
Huile légère	3	1	
Autres		2	1
Total	13	12	1
Émission de 370 kg de fréon			

Activités extracôtières

Projet Cohasset-Panuke

La production totale du Projet Cohasset pendant la période a été de 259 000 mètres cubes de pétrole (1,629 million de barils), ce qui a porté le total de sa production à 7,067 millions de mètres cubes (44,449 millions de barils). Le projet a atteint sa limite économique et productive et il a pris fin le 17 décembre 1999. L'Office a alors donné l'autorisation de commencer les travaux d'abandon et de démantèlement. En attendant les résultats d'activités d'exploration planifiées, les treillis de forage seront conservés en vue d'une éventuelle utilisation.



Projet énergétique extracôtier Sable

L'Office a autorisé l'installation des pipelines extracôtiers et des hauts de plates-formes Venture, Thebaud et North Triumph. Les travaux d'installation se sont déroulés au printemps et à l'été 1999. Des autorisations ont en outre été accordées pour le forage et l'achèvement de puits productifs. Au cours de l'exercice, six puits ont atteint leur profondeur finale, ils ont été achevés et mis à l'essai. À la fin de l'année, le gisement Venture comptait trois puits, le gisement Thebaud en comptait quaatre et le gisement North Triumph, un, tous en mesure de produire.

L'installation et la mise en service d'équipement de production pour le projet étant complétées, l'Office a accordé une autorisation de production le 17 décembre 1999. La production totale de gaz brut des trois gisements pendant la période a été de 435,598 millions de mètres cubes (15,383 milliards de pieds cubes), soit 54,803 millions de mètres cubes (1,935 milliards de pieds cubes) pour le gisement Venture, 273,569 millions de mètres cubes (1,935 milliards de pieds cubes) pour le gisement Thebaud et 107,226 millions de mètres cubes (3,787 milliards de pieds cubes) pour le gisement North Triumph.

Forage de reconnaissance

L'Office a autorisé le forage de deux puits de reconnaissance qui ont été forés à la plate-forme Panuke pour PanCanadian par le Rowan Gorilla III. Deux de ces puits ont révélé la présence de gaz dans une formation sous le gisement pétrolifère Panuke.

Autres activités

Au cours de l'exercice 1999-2000, l'Office a accordé neuf autorisations pour des études géophysiques. Le tableau 3 illustre les activités géophysiques complétées pendant l'exercice.

Sommaire des activités géophysiques en 1999

No du programme	Description sommaire	Début	Fin	Total (en km)
NS24-G05-01P	Relevé sismique en 2D non exclusif par Geophysical Service Incorporated. Bâtiment : M/V Polar Duke	27/08/98	10/04/99	14 722,229 km
NS24-G05-02P	Relevé sismique en 2D non exclusif par Geophysical Service Incorporated. Bâtiment : M/V Polar Duke	10/04/99	08/08/99	9 679,425 km
NS21-G06-01P	Relevé aéromagnétique non exclusif par Geoterrex-Dighem. Appareil : Cessna 404	13/06/99	10/10/99	78 334,0 km
NS24-G65-01P	Relevé sismique en 2D non exclusif par Geco-Prakla. Bâtiments : M/V Geco Sigma et M/V Geco Rho	28/04/99	29/10/99	25 006,836 km
NS24-M03-9E	Relevé sismique exclusif en 3D par Western Geophysical pour Mobil Oil Canada. Bâtiments : Western Polaris, Western Orient, Western Aleutian, C Commando, Rupert River, Ethel B, Ryan T, Roxanne T	06/07/99	11/11/99	242 1419 km2
NS24-M03-10E	Relevé sismique exclusif en 3D par Mobil Oil Canada Properties. Bâtiment : M/V Geco Searcher	18/05/99	08/06/99	551.70 km2
NS26-M3-9E	Relevé exclusif du fonds marin par Fugro Jacques Geo Surveys Inc. pour Mobil. Bâtiment : M/V Tignish Sea	08/11/99	26/11/99	212 km
NS21-S86-1E	Relevé aéromagnétique exclusif par World Geoscience Ltd. pour le PEES. Appareil : Cessna 404	24/02/99	15/03/99	15 500 km
NS24-V03-02P	Relevé sismique non exclusif en 3D par Veritas Energy Services Inc. Bâtiment : Veritas Viking	28/06/99	29/11/99	1302.21 km2
NS24-W13-02P	Relevé sismique non exclusif en 3D par Western Geophysical. Bâtiment : M/V Western Monarch	17/07/99	27/11/99	4163.892 km2

Gestion des ressources en hydrocarbures

Au cours de l'année écoulée, l'Office a été très actif, entreprenant l'évaluation technique de tous les aspects géologiques, géophysiques, pétrophysiques et des études des réservoirs de l'exploration et du développement de la zone extracôtière. L'approche de l'Office en matière de conservation de la ressource permet

- d'assurer que la haute direction des exploitants prend l'engagement de conserver la ressource;
- de vérifier les demandes d'autorisation d'activités du point vue de la conservation de la ressource;
- de procéder aux études nécessaires et d'exercer la surveillance voulue pour acquérir et augmenter la connaissance de la ressources et le développement optimal.

De gauche à droite. (À[illegible]re) : [illegible]ames Edens, B[illegible]

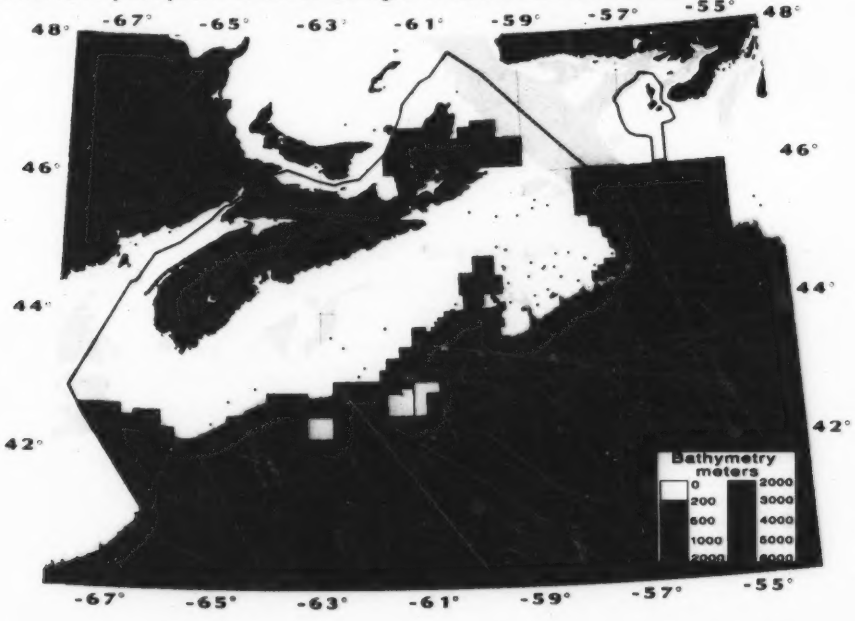
À l'avant : [illegible]

Au cours de l'exercice, des rencontres techniques ont eu lieu avec des représentants de l'OCTNHE dans le but de favoriser le développement harmonieux des régions au large de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Ces initiatives one mené à l'émission, en juin, de lignes directrices communes sur l'acquisition de données et la production de rapports d'évaluation des puits, des gisements et des champs gaziers et pétrolifères des régions extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Des travaux se poursuivent pour l'élaboration de lignes directrices communes pour mesurer la productivité. Par ailleurs, la possibilité de créer un organe d'archivage commun pour l'entreposage des données sur la côte est a été étudiée au cours d'ateliers et de rencontres coprésidés par l'Office.

L'Office a étudié un grand nombre de demandes d'autorisation afférentes au projet énergétique extracôtier Sable (PEES) et il est prêt à traiter les demandes actuelles et les modifications au plan de gestion du gisement résultant de la construction de modèles de surveillance du réservoir. La simulation détaillée en 3D des gisements Venture, Thebaud et North Triumph a été mise à jour pour inclure la caractérisation des données sur la ressource recueillies au cours des forages de reconnaissance et des premiers essais de production. La vérification des plans d'activités de développement des gisements en exploitation se poursuit; on utilise pour ce faire des études de productivité des gisements, des équipements en surface et des études de modèles économiques. À mesure que de nouveaux renseignements sont disponibles, notamment les renseignements sur la production en cours, on continue de les intégrer aux modèles de surveillance. L'Office exerce en outre une surveillance continue de la production et des mesures de conservation des ressources.

Tout au long de l'exercice, l'Office a procédé à l'examen, à l'évaluation, à l'approbation et à la surveillance de diverses activités de prospection, de production et de développement dans le cadre du projet Cohasset. En plus de s'acquitter des responsabilités afférentes à la poursuite de la prospection par forage, le personnel poursuit ses travaux d'évaluation technique des activités menées dans le cadre du projet en vue de rendre possible le développement continu des champs pétrolifères et la surveillance de la production des réservoirs. La production au projet Cohasset a pris fin en décembre 1999; poursuivre la production n'aurait plus été rentable et ni l'exploitant ni l'Office ne voyaient de possibilités de développement rentable. L'office a révisé les politiques sur l'abandon et les décisions à cet égard tout au long de l'exercice.

Le tableau 4 montre les participations actives dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse.



Au nombre des tâches accomplies par l'Office au cours de l'exercice 1999-2000, mentionnons :

- vérification technique continue, y compris des études indépendantes, du Projet énergétique extracôtier Sable conformément aux conditions imposées par l'Office dans le Rapport décisionnel sur le Plan d'exploitation;
- évaluation de l'information sur la ressource dans les puits de développement et d'exploration;
- révision continue des modifications aux plans de gestion des réservoirs approuvés, à la suite des résultats des forages de reconnaissance et d'études additionnelles;
- examen des procédures de relevés des fluides et d'évaluation de la précision pour les installations extracôtières du PEES;
- examen des questions sur la ressource ayant trait aux activités en cours et à l'autorisation et aux politiques d'abandon applicables aux gisements du projet Cohasset;
- achèvement de la révision et de la mise en œuvre des Déclarations de découverte exploitable pour les plates-formes Venture, Thebaud et North Triumph et émission des permis de production et des autorisations d'activités de production;
- compilation des données publiques sur la ressource en vue de la préparation de l'appel d'offres NS98-1 pour des parcelles;
- participation à l'examen gouvernemental et réglementaire interne des divers aspects de la politique actuelle sur le régime foncier;
- coprésidence, avec l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE) et l'Office national de l'énergie (ONE), d'un comité mixte de l'industrie, du gouvernement et des organismes de réglementation pour une étude de faisabilité d'un organe d'archivage conjoint de données sur la côte est.

Gestion des titres

Participations

Au cours de l'exercice, les permis d'exploration en vigueur dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse étaient les suivants :

PE #	Date d'entrée en vigueur	Représentant	Soumission
2355	1er juillet 1994	Nova Scotia Resources (Ventures) Limited	1 000 000,00 $
2356	1er janvier1996	Mobil Oil Canada Properties	86 388 659,97 $
2357	1er juillet 1997	PanCanadian Petroleum Limited	2 313 288,00 $
2358	1er janvier1998	PanCanadian Petroleum Limited	1 315 000,00 $
2359	1er juillet1998	Chevron Canada Resources Limited	66 667 000,00 $
2360	1er juillet1998	PanCanadian Petroleum Limited	8 291 888,00 $
2361	1er juillet1998	Mobil Oil Canada Properties	9 563 150,00 $
2362	1er juillet1998	Marico Oil & Gas Corporation	1 720 000,00 $
2363	1er juillet1998	PanCanadian Petroleum Limited	2 323 580,00 $
2364	1er juillet1998	Hunt Oil Company	2 165 000,00 $
2365	1er juillet1998	Hunt Oil Company	2 165 000,00 $
2366	1er janvier1999	Mobil Oil Canada Properties	3 256 000,00 $
2367	1er janvier1999	PanCanadian Petroleum Limited	1 320 756,00 $
2368	1er juillet1999	Corridor Resources Inc.	1 052 520,00 $
2369	1er juillet1999	Mobil Oil Canada Properties	70 056 110,00 $
2370	1er juillet1999	Mobil Oil Canada Properties	10 013 375,00 $
2371	1er juillet1999	Mobil Oil Canada Properties	47 030 057,00 $
2372	1er juillet1999	Mobil Oil Canada Properties	55 015 185,00 $
2373	1er juillet1999	Mobil Oil Canada Properties	7 837 266,00 $
2374	1er juillet1999	Mobil Oil Canada Properties	2 005 322,00 $
2375	1er juillet1999	Richland Minerals Inc.	1 210 951,31 $
2376	1er juillet1999	PanCanadian Petroleum Limited	71 623 566,00 $
2377	1er juillet1999	Marathon Canada Limited	93 256 756,00 $
2378	1er juillet1999	Imperial Oil Resources Ventures Limited	71 134 815,51 $
2379	1er juillet1999	Imperial Oil Resources Ventures Limited	28 865 184,49 $
2380	1er juillet1999	PanCanadian Petroleum Limited	1 239 895,00 $
2381	1er juillet1999	Shell Canada Limited	23 303 666,00 $
2382	1er juillet1999	Shell Canada Limited	68 555 664,00 $
2383	1er juillet1999	Canadian 88 Resources Corp.	5 100 000,00 $
2384	1er juillet1999	PanCanadian Petroleum Limited	8 157 735,00 $
2385	1er juillet1999	Shell Canada Limited	2 119 679,00 $
2386	1er juillet1999	Canadian 88 Resources Corp.	24 888 888,00 $
2387	1er janvier2000	PanCanadian Petroleum Limited	4 856 746,00 $
2388	1er janvier2000	Richland Minerals Inc.	2 225 600,00 $
2389	1er janvier2000	PanCanadian Petroleum Limited	15 389 712,00 $
2390	1er janvier2000	PanCanadian Petroleum Limited	8 347 986,00 $
2391	1er janvier2000	Richland Minerals Inc.	1 620 600,00 $
2392	1er janvier2000	Richland Minerals Inc.	1 620 600,00 $
2393	1er janvier2000	Canadian 88 Resources Corp.	1 500 000,00 $
2394	1er janvier2000	PanCanadian Petroleum Limited	1 331 919,00 $
2395	1er janvier2000	PanCanadian Petroleum Limited	13 279 856,00 $
2396	1er janvier2000	Canadian 88 Resources Corp.	6 100 000,00 $
2397	1er janvier2000	PanCanadian Petroleum Limited	4 911 865,00 $
		Total	**842 140 841,28 $**

Tous les permis d'exploration actuellement en vigueur ont une durée maximale de neuf ans et renferment une clause prévoyant la résiliation par anticipation après cinq ans à moins qu'un dépôt de forage ne soit versé ou que le forage d'un puits ne soit entrepris.

Au 31 mars 2000, les permis en vigueur étaient les suivants :

	Numéro	Superficie (en hectares)
Permis d'exploration	43	4 923 509
Permis de découvertes importantes	33	87 109
Permis de production	6	24 545

Permis d'exploration

En plus des permis ci-dessus, il existe deux blocs de permis d'exploration pour des secteurs au sud-ouest et au nord-est de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Ces permis ont été émis en vertu d'une loi qui a depuis été abrogée. Avant que des activités puissent être entreprises dans ces secteurs, les permis doivent être convertis en permis d'exploration, ce qui exigera que l'Office et les titulaires des permis négocient de nouvelles modalités pour les permis à être émis.

Les permis pour la région au sud-ouest du Banc de Georges font l'objet d'un moratoire qui doit durer au moins jusqu'au 31 décembre 2012.

Les permis émis pour le secteur nord-ouest visent une zone à proximité des îles Saint-Pierre et Miquelon, territoire français. Une fois réglé le différend relatif aux limites entre les zones extracôtières des deux provinces, l'Office négociera la conversion des permis existants en permis d'exploration.

Redevances

L'Office a reçu, au nom des gouvernements, des redevances de 703 969,18 $ pour la production réalisée au cours de l'exercice en vertu des permis 2901 (Cohasset) et 2902 (Panuke). Le versement des redevances pour le Projet énergétique extracôtier Sable a commencé en décembre 1999, et à la fin de l'exercice, les redevances reçues s'élevaient à 900 976,53 $ CA pour les permis de production 2903 (Venture), 2904 et 2905 (Thebaud) et 2906 (North Triumph). Ces sommes ont été transmises au Receveur général du Canada, conformément au Royalty Collection and Administration Agreement (Entente sur la perception et la gestion des redevances) conclu par l'Office, les gouvernements fédéral et néo-écossais.

Attribution des droits

L'Office a étudié toutes les déclarations d'intérêt reçues jusqu'au 31 mars 1999 et, le 17 juin 1999, a lancé l'appel d'offres NS99-1 pour 11 parcelles représentant une superficie totale d'environ 1,2 millions d'hectares. Les soumissions pour chaque permis reposent uniquement sur les dépenses projetées pour les cinq premières années du permis et sont déterminées en fonction d'un échéancier bien défini de dépenses autorisées. La plus basse soumission prise en compte pour l'émission de chaque permis reste de un million de dollars. Tous les permis d'exploration actuellement en vigueur ont une durée maximale de neuf ans et renferment une clause prévoyant leur résiliation par anticipation après cinq ans à moins qu'un dépôt de forage ne soit versé ou que le forage d'un puits ne soit entrepris.

Les résultats de l'appel d'offres NS 98-2 ont été publiés le 4 mai 1999 et les permis d'exploration 2368 à 2386 ont été émis avec, comme date d'entrée en vigueur, le 1er juillet 1999. La valeur totale des engagements pour ces dix-neuf permis d'exploration est de 592,5 millions de dollars canadiens.

Les résultats de l'appel d'offres NS99-1 ont été annoncés le 5 novembre 1999. Des offres totalisant 61,2 millions de dollars canadiens ont été reçues et acceptées pour les 11 parcelles et l'Office a émis les permis d'exploration numéros 2387 à 2397 inclusivement, dont la date d'entrée en vigueur est le 1er janvier 2000. Après étude des déclarations d'intérêt reçues jusqu'au 30 septembre 1999, l'Office a décidé de ne pas lancer l'appel d'offres NS99-2 en décembre.

Déclaration de découverte exploitable et permis de production

Le 21 janvier 1999, l'Office a proposé de faire une Déclaration de découverte exploitable pour le gisement Venture. Un avis de la proposition a été expédié à toutes les parties visées. Deux des parties ont demandé à l'Office que la proposition soit étudiée par un comité des hydrocarbures créé en vertu de la Loi de mise en œuvre. Un comité a par conséquent été constitué et une audience préliminaire tenue. Toutefois, les parties en sont venues à une entente et la demande d'audience a été retirée. Entre temps, l'Office a étudié des demandes de Déclaration de découverte exploitable pour les gisements Thebaud et North Triumph. Le 29 juin 1999, des Déclarations de découverte exploitable ont été signées et enregistrées pour les gisements Venture, Thebaud et North Triumph. Le 26 juillet 1999, quatre permis de production ont été émis pour ces zones : le PE 2903 pour le gisement Venture, les PE 2904 et 2905 pour le gisement Thebaud et le PE 2906 pour le gisement North Triumph. Ces permis de production ont donc réduit la superficie visée par les Déclarations de découverte importante 2254, 2255F, 2255G et 2276B.

Registre des droits

Le régime d'enregistrement s'est avéré satisfaisant tout au long de l'exercice 1999-2000, compte tenu de l'augmentation des activités en ce qui a trait aux transferts d'intérêts. Des renseignements à cet égard ont été ajoutés au site Web de l'Office pour en rendre l'accès plus facile.

Emploi et retombées économiques

La Loi de mise en œuvre de l'accord exige que l'Office reçoive et approuve un plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse avant d'approuver un plan de développement ou d'autoriser quelques travaux que ce soit, à moins que l'Office ne renonce à cette condition, conformément aux dispositions de la Loi.

Tous les plans de retombées économiques doivent offrir aux entrepreneurs et aux entreprises de services de la Nouvelle-Écosse et du reste du Canada une possibilité réelle et équitable de participer, à titre concurrentiel, à la fourniture des biens et des services nécessaires à la réalisation des travaux ou des activités décrits dans le plan.

De plus, pour qu'un plan de retombées économiques soit acceptable, il doit prévoir, entre autres, l'établissement d'un bureau dans la province, l'incitation à la formation initiale et permanente, la R&D dans la province et, évidemment, l'emploi dans le cadre du programme d'emploi en vertu duquel il est soumis.

Conformément à la Loi et aux dispositions de la Charte canadienne des droits et des libertés, priorité doit être donnée aux résidents de la province en ce qui a trait à la formation et à l'emploi. Priorité doit aussi être donnée aux services offerts et aux produits fabriqués dans la province lorsque les prix, la qualité et les délais de livraison de ces biens et services sont concurrentiels.

En 1995, l'Office a créé le Comité Canada – Nouvelle-Écosse d'examen des retombées économiques. Ce comité regroupe des représentants de l'Office, de Ressources naturelles Canada et du Nova Scotia Petroleum Directorate; d'autres ministères et organismes gouvernementaux s'y joignent lorsque l'examen des retombées économiques l'exige. Le comité se rencontre à intervalles réguliers pour discuter de questions relatives aux retombées économiques et il s'est avéré très efficace pour améliorer l'ensemble des procédures d'examen et pour réduire le chevauchement et la duplication en matière de réglementation. Il contribue de façon significative au processus de prise de décision de l'Office en ce qui a trait aux retombées économiques.

Prospection et exploration

En 1999, PanCanadian Petroleum Limited a foré deux puits de reconnaissance dans les zones sous le gisement Panuke et les résultats ont montré une forte présence de gaz naturel. Pendant que PanCanadian évalue cette découverte, l'Office étudiera les retombées économiques possibles dans le cadre du Programme de forage exploratoire. Également en 1999, l'Office a étudié et approuvé des plans de retombées économiques pour huit programmes de relevés sismiques.

Projet Cohasset

Le Projet Cohasset, premier projet commercial canadien de production pétrolière en haute mer, a dépassé toutes les attentes de productivité, et l'Office surveille actuellement le démantèlement et l'abandon des installations.

Ce projet a fait une contribution significative aux retombées économiques pour les Néo-Écossais et les autres Canadiens, d'abord parce qu'il a permis la constitution et le maintien d'un groupe viable de fournisseurs locaux et ensuite parce que les résultats en matière d'emploi et d'approvisionnement ont dépassé les prévisions du plan de retombées économiques.

L'Office exige que l'exploitant soumette des rapports et des prévisions annuels. Les tableaux 5 et 6 donnent un sommaire des emplois directs et des dépenses pour l'année civile 1999.

Projet énergétique extracôtier Sable

À la fin de l'exercice, le Projet énergétique extracôtier Sable était passé de la phase mise en valeur à la phase production. L'Office exige aussi que l'exploitant soumette des rapports et des prévisions trimestriels. Les tableaux 7 et 8 donnent un sommaire des emplois directs et des dépenses pour l'année civile 1999.

Tout au long de l'exercice, l'Office a étudié, traité et approuvé environ 150 déclarations d'intérêt, listes de soumissionnaires et contrats octroyés d'une valeur individuelle estimée de plus de 250 000 $, conformément aux exigences relatives au projet. La procédure usuelle d'examen de l'Office comprend des discussions régulières avec l'exploitant de même que le partage de l'information et des consultations avec le Comité d'examen des retombées.

Pendant l'exercice, l'Office a examiné les engagements relatifs aux plans de retombées économiques pris par le Projet énergétique extracôtier Sable en réponse aux conditions imposées par l'Office pour son approbation. Certains des points saillants de réponse la de l'exploitant aux conditions de l'Office sont les suivants :

- un investissement d'environ 10 millions de dollars dans la formation de Néo-Écossais et de Canadiens pour le travail dans l'industrie des hydrocarbures;
- un engagement d'entreprendre des initiatives qui offriront de l'emploi et de la formation aux personnes et aux groupes défavorisés;
- un plan de transfert de technologie pour faciliter la planification du remplacement (c.-à-d. le remplacement des travailleurs étrangers par des travailleurs néo-écossais et canadiens) et créer des possibilités de coentreprises pour l'industrie néo-écossaise et canadienne;
- des dépenses d'au moins 5 millions de dollars sur une période de cinq ans (avec un minimum annuel de 500 000 $) pour la recherche et le développement devant être effectués en Nouvelle-Écosse.

Le premier appel annuel du Projet pour des propositions de recherche et développement, l'une des conditions d'approbation imposées par l'Office, a été lancé au cours de l'année. L'appel a suscité un large éventail de propositions qui ont été évaluées à la fin de 1999.

Une autre des conditions d'approbation était le dépôt auprès de l'Office par l'exploitant du Projet énergétique extracôtier Sable, pendant la phase mise en valeur du projet et pendant les trois premières années de production, d'une évaluation annuelle de l'infrastructure et des fournisseurs. Pendant l'exercice, l'exploitant du PEES a déposé sa deuxième évaluation, laquelle portait sur lesdonnées de 1999. L'évaluation fait ressortir les secteurs où des lacunes se font sentir et où l'on trouve des possibilités d'une plus grande participation des Néo-Écossais et des Canadiens dans l'industrie. Le rapport d'évaluation a été transmis aux gouvernements fédéral et provincial ainsi qu'à d'autres intervenants de l'industrie.

Pendant l'exercice, l'Office a demandé à Conseils et Vérification Canada (CVC) de faire la vérification du rapport de retombées Canada - Nouvelle-Écosse du Projet énergétique extracôtier Sable pour 1998 pour en vérifier l'exactitude et y déceler les lacunes éventuelles. La vérification comprenait des visites aux partenaires de l'Alliance et aux principaux entrepreneurs pour nous assurer que le rapport faisait état des retombées conformément aux directives de l'Office et aux définitions et principes généralement acceptés.

La vérification a montré que le rapport de 1998 du Projet énergétique extracôtier Sable Projet sur les retombées économiques est conforme aux exigences à tous les égards importants, mais des améliorations spécifiques au système d'information comptable sur les retombées du projet ont été mises en place et le Guide des entrepreneurs sur les retombées économiques a été amélioré.

Autres activités

Tout au long de 1999, le personnel de l'Office a participé à des rencontres, des ateliers et des salons professionnels traitant de questions liées aux retombées économiques telles la recherche et le développement, l'emploi, la formation et le transfert de technologie. L'Office a aussi convoqué cinq rencontres avec les membres du Comité d'examen des retombées économiques pour discuter et examiner les activités dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Les représentants de l'Office ont en outre participé, à titre essentiellement consultatif, à plusieurs rencontres avec les gouvernements fédéral et provincial pour discuter de politiques. Des discussions ont été entreprises avec Ressources humaines développement Canada pour formaliser un protocole d'entente sur l'échange d'information et les communications entre le ministère et l'Office.

L'Office a aussi fait, en 1999, des présentations à divers groupes et organisations pour leur donner des renseignements sur l'emploi en zone extracôtière et des exigences en matière de retombées économiques.

Tableau 5 : Sommaire des emplois directs (Années-personnes) 1er janvier au 31 décembre 1999 - Projet Cohasset

Employés de PanCanadian**	*Total Années Personnes	N.-É. Années Personnes	N.-É. %	Total, autres projets Can. Personne Années	Total, autres % Can
Administration	27,0	27,0	100 %	0,0	0 %
Opérations terrestres	31,0	30,0	97%	0,0	0%
Opérations extracôtières	44,0	40,0	91%	4,0	9%
TOTAL PANCANADIAN	102,0	97,0	95%	4,0	4%
Entrepreneurs					
Production et forage	129,2	112,0	87%	13,5	10%
Marine et logistique	162,5	132,3	81%	25,4	16%
TOTAL - ENTREPRENEURS	291,7	244,3	84%	38,9	13%
TOTAL - (ANNÉES-PERSONNES)	393,7	341,3	87%	42,9	11%

* Une année personne correspond à 2000 heures de travail.

**Les employés de PanCanadian comprennent le personnel à temps plein, le personnel temporaire, les employés contractuels et les consultants.

Tableau 5(a) : Sommaire de l'emploi cumulé - Projet Cohasset

Emplois directs (années-personnes)	Total Années-personnes	N.-É. Années-personnes	Autres Canadiens Années-personnes
Prévisions - Plan de retombées économiques d'octobre 1993 (modifié)	3 015	2 197	467
Cumulatif au 31 décembre 1999	4 231,4	3 280	543,7

Tableau 6 : Dépenses relatives au projet - Immobilisation et exploitation Millions de $CA - Projet Cohasset

Dépenses 1999	Dépenses	% N.-É.	$ N.-É.	Autres %Can.	Autres $ Can.
Coût des immobilisations	56,5	34 %	19,2	19 %	10,8
Coûts d'exploitation et d'abandon	66,1	43 %	28,4	14 %	9,2
Total - Immobilisation et exploitation	122,6	39 %	47,6	16 %	20,0
Cumulatif					
Coût des immobilisations	501,9	38 %	190,5	21 %	104,8
Coûts d'exploitation	780,7	39 %	301,9	15 %	115,7
Total - Immobilisation et exploitation	1 282,6	38 %	492,4	17 %	220,5

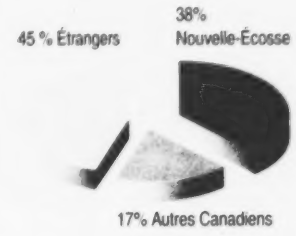


Tableau 7 : Sommaire de l'emploi direct (heures-personnes) Cumulatif au 31 décembre 1999
Projet énergétique extracôtier Sable

Emploi (en millions d'heures)	Total	Nouvelle-Écosse	Autres Canadiens	Étrangers
Cumulatif au 31 décembre 1999	12,7	5,9	1,5	5,2
Pourcentages	100 %	47 %	12 %	41 %

Tableau 8 : Dépenses relatives au projet - Immobilisation et exploitation Millions de $ CA
Projet énergétique extracôtier Sable

Dépenses	Total	Nouvelle-Écosse	Autres Canadiens	Étrangers
Cumulatif au 31 décembre 1999	2 051,1	623,2	282,8	1 145,2
Pourcentages	100 %	30 %	14 %	56 %

10e Anniversaire

Organigramme

Vacant
Membre du conseil

John H. Currie, C.M.
Membre du conseil

Glenn R. Yungblut
Président du conseil

Dr. Edgar Gold, C.M., Q.C.
Membre du conseil

Peter J. Kinley
Membre du conseil

J.E. (Jim) Dickey
Chef de la direction

C. Andrew Parker
Directeur – Santé, sécurité et environnement

- Dave Scratch – Conseiller - Securité et exploitation
- Vince Gagner – Conseiller – Santé et securité
- Rick Grant – Ingénierie des installations et des procédés
- Jaqueline Dean – Analyste – Exploitation et environnement
- Bob Hale – Conseiller – Forage et ingénierie de produits
- André d'Entremont – Conseiller – Affaires environnementales

Jane McPherson
Directrice – Comptabilité et ressources humaines

- Mary MacLean – Secrétaire et réceptionniste
- JD Roche – Secrétaire

Sharon Murphy
Conseillère – Retombées économiques / Information publique

- Leanne Bjerke – Services d'information
- Karen Trites – Analyste - Retombées économiques

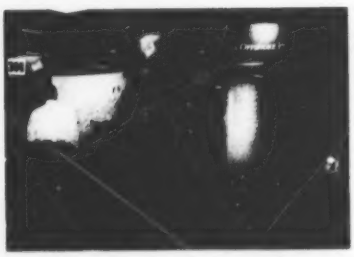
S.F. (Steve) Bigelow
Directeur – Ressources et droits

- Dave Brown – Géologue pétrolier principal
- Brent Smith – Géophysicien pétrolier principal
- Christine Bonnell-Eisnor – Analyste - Ressources et droits
- Carl Makrides – Géologue et pétrophysicien
- James Edens – Ingénieur spécialiste des gisements de pétrole principal
- Mary Jean Verrall – Superviseuse - Laboratoires et archives
- Keri O'Kroneg – Technologue en géologie

Michael S. McPhee
Conseiller – juridique et sécretaire du conseil

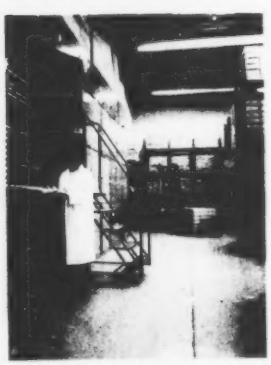
Communications publiques/Développement organisationnel

Communications publiques et développement organisationnel Les communications de l'Office ont principalement comme objectif d'informer et de renseigner le public sur le rôle de l'Office à titre d'organisme de réglementation et sur les activités extracôtières et de s'assurer que les informations sont données de façon cohérente et normalisée.



Au cours de l'exercice écoulé, l'Office a organisé nombre de rencontres, de représentations et de séances d'information, notamment des rencontres avec l'Offshore Technology Association of Nova Scotia (OTANS), l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), le Nova Scotia Safety Council et l'Institut canadien des mines, de la métallurgie et du pétrole (ICM). L'Office a en outre organisé nombre de rencontres, de représentations et de séances d'information, notamment des rencontres avec les médias, des présentations aux écoles et aux universités, des rencontres avec d'autres organisations gouvernementales et des ministères, des conférences, des consultations avec les fournisseurs de produits et de services, des discussions avec des représentants de divers groupes qui s'intéressent aux questions relative à la production pétrolière en haute mer et des communications suivies avec le public.

L'Office a publié six communiqués de presse et répondu à plus de 400 demandes de médias néo-écossais, canadiens et étrangers.



Au cours de l'exercice visé par le rapport, l'utilisation des archives, de l'entrepôt et des laboratoires principaux de l'Office ont une fois de plus atteint des niveaux records. Quelque 55 % des visites enregistrées ont été effectuées par des compagnies de prospection et de production pétrolière. Il s'agit d'une augmentation de 15 % sur l'année précédente. Au nombre des visiteurs, on compte les représentants de 18 sociétés pétrolières (secteurs de l'exploration ou de la production). Quelque 27 % des visites enregistrées ont été effectuées par des compagnies de prospection et de production pétrolière, environ 11 % des visites ont été effectuées par des représentants gouvernementaux et des universitaires alors que 7 % des autres visites ont été faites par des étudiants et d'autres parties intéressées.

Non seulement ce niveau d'utilisation constant fait-il ressortir une recrudescence de l'intérêt pour l'exploration et le développement des ressources pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse, il montre aussi le potentiel des futures activités d'exploration.

Le site Web de l'Office s'est lui aussi avéré un outil efficace pour communiquer des renseignements au public. En 1999, le site a été réorganisé et agrandi pour faciliter la navigation. On enregistre en moyenne quelque 20 000 visites par mois au site Web, dont l'adresse est <www.cnsopb.ns.ca>.

Structure organisationnelle

L'Office a poursuivi l'étude et l'élaboration de ses moyens organisationnels. Au cours de l'exercice, en réaction aux activités accrues de l'industrie pétrolière, l'Office a ajouté à ses effectifs quatre postes contractuels : un conseiller en santé et sécurité au travail, un analyste des droits et ressources, un analyste de l'exploitation et des questions environnementales et un analyste des retombées économiques.

L'Office a également progressé dans ses travaux d'élaboration de politiques et de procédures pour le système de gestion de la qualité totale. Les documents ci-dessous ont été rédigés et adoptés conformément aux normes ISO :

- Guide du système de gestion
- Plan d'affaires
- Politique et procédure en matière de retombées économiques et d'emploi
- Lignes directrices, politiques et procédures
- Plan d'action en cas d'urgence
- Plan de la conduite des opérations
- Politique administrative
- Politique et procédure d'évaluation du rendement
- Politique en matière de drogues et d'alcool
- Politique et procédure de contrôle de la documentation

Le plan d'affaires de l'Office donne une description détaillée des exigences organisationnelles et des objectifs pour les 36 prochains mois. L'Office s'efforce constamment de simplifier ses procédures afin d'améliorer l'efficience et l'efficacité de ses processus de réglementation.

Rapport des vérificateurs

Deloitte & Touche

Deloitte & Touche LLP

P.O. Box 2087
5161 George Street, Suite 600
Halifax, Nova Scotia B3J 3B7

Telephone: (902) 422-8541
Facsimile: (902) 423-5820

Rapport des Vérificateurs

Aux Membres de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse de hydrocarbures extracôtiers

Nous avons vérifié le bilan de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 2000 et les états des produits et des charges ainsi que des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'Office. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de l'Office au 31 mars 2000 ainsi que des résultats de son fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus au Canada.

Deloitte & Touche LLP

Le 17 avril 2000

Comptables agréés

Deloitte Touche Tohmatsu

États financiers

OFFICE CANADA–NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

BILAN
Au 31 Mars 2000

	2000	1999
Actif		
À court terme		
Encaisse	**351 178 $**	164 951 $
Débiteurs (note 4)	**156 826**	39 531
Charges payées d'avance	**21 065**	4 383
	529 069	208 865
Immobilisations (notes 2 et 5)	**154 114**	151 506
	683 183 $	360 371 $
Passif		
À court terme		
Créditeurs et charges à payer	**142 777 $**	179 763 $
Somme à payer au gouvernement (note 6)	**304 192**	–
Produits comptabilisés d'avance (notes 2 et 7)	**82 100**	29 102
	529 069	208 865
Subvention en capital reportée (note 2)	**154 114**	151 506
	683 183 $	360 371 $

Au nom du conseil:

..... Membre ..... Membre

ÉTAT DES PRODUITS ET DES CHARGES
De l'exercice terminé le 31 Mars 2000

	2000	1999
Produits		
Subventions		
Gouvernement du Canada	**1 325 000 $**	680 000 $
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	**1 325 000**	680 000
	2 650 000	1 360 000
Projet d'énergie extracôtier de Sable - recouvrement des coûts	**929 282**	537 831
Projet Cohasset - recouvrement des coûts	**367 023**	206 169
Recouvrements divers liés à l'industrie	**7 200**	
Applications d'activités	**–**	67 000
Vente des publications de l'Office	**7 025**	11 450
Intérêts	**21 259**	9 504
Gain à la vente d'immobilisations	**–**	1 330
Amortissement de la subvention en capital reportée	**82 464**	57 927
	4 064 253	2 251 211
Moins :		
Recouvrement des coûts remboursés au gouvernement	(1 290 000)	–
Subvention en capital reportée	(85 074)	(77 096)
Produits comptabilisés d'avance	(82 100)	(29 102)
Produits nets	2 607 079	2 145 013
Charges		
Personnel, consultation et membres du conseil	**1 801 954**	1 458 616
Frais généraux et frais de soutien	**486 440**	399 411
Frais d'occupation des locaux et laboratoires	**236 221**	229 059
Amortissement du matériel	**82 464**	57 927
	2 607 079	2 145 013
Excédent des produits sur les charges	**– $**	– $

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE
De l'exercice terminé le 31 Mars 2000

	2000	1999
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :		
Fonctionnement		
Éléments sans incidence sur l'encaisse		
Amortissement de la subvention en capital reportée	**(82 464)$**	(57 927)$
Amortissement du matériel	**82 464**	57 927
Gain à la vente d'immobilisations	**–**	(1,330)
	–	(1 330)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	**186 227**	164 075
	186 227	162 745
Investissement		
Acquisition d'immobilisations	**(85 074)**	(77 096)
Report des subventions en capital	**85 074**	77 096
Produit tiré de la vente d'immobilisations	**–**	1 330
	–	1 330
Rentrées de fonds nettes	**186 227**	(164 075)
Situation de trésorerie au début	**164 951**	876
Situation de trésorerie à la fin	**351 178 $**	164 951 $

NOTES COMPLÉMENTAIRES
De l'exercice terminé le 31 Mars 2000

1. BUT DE L'ORGANISME
L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a été créé afin de veiller à l'application des dispositions de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernements fédéral et provincial. L'Office perçoit et remet aux gouvernements les charges de recouvrement des coûts évaluées par rapport à celles de l'industrie selon des examens des organismes de réglementation, jusqu'à concurrence de 50% de budget approuvé de l'Office. L'Office est un organisme à but non-lucratif et, par conséquent, n'est pas assujetti aux impôts sur le bénéfices.

2. CONVENTIONS COMPTABLES
Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus au Canada et tiennent compte des principales conventions comptables suivantes :

a) Immobilisations
Les immobilisations sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé.

b) Produits comptabilisés d'avance
Le montant des subventions de fonctionnement reçues du gouvernment qui excède les dépenses engagées par l'Office déduction faite d'autres produits, est crédité aux produits comptabilisés d'avance.

c) Subvention en capital reportée
Les subventions pour les dépenses en immobilisations annuelles reçues des gouvernements fédéral et provincial sont reportées et constatées aux produits sur une base conforme à l'amortissement du matériel.

3. ENCAISSE

L'encaisse est constituée des liquidités disponibles.

4. DÉBITEURS

	2000	1999
Gouvernement fédéral	**110 417 $**	– $
Taxe de vente harmonisée	**15 780**	2 003
Débiteurs de l'industrie	**28 110**	27 978
Autres	**2 519**	9 550
	156 826 $	39 531 $

5. IMMOBILISATIONS

Les immobilisations sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de quatre ans pour le mobilier et les agencements et de trois ans pour le matériel informatique.

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette 2000	Valeur comptable nette 1999
Mobilier et agencements	126 459 $	56 289 $	**70 170 $**	66 625 $
Matériel informatique	191 175	107 231	**83 944**	84 881
	317 634 $	163 520 $	**154 114 $**	151 506 $

6. SOMME À PAYER AU GOUVERNEMENT

	2000	1999
Gouvernement fédéral – fonds de recouvrement des coûts	**152 096 $**	– $
Gouvernement provincial – fonds de recouvrement des coûts	**152 096**	–
	304 192	–

7. PRODUITS COMPTABLILISÉS D'AVANCE

	2000	1999
Gouvernement fédéral	41 050 $	14 551 $
Gouvernement provincial	41 050	14 551
	82 100	29 102

8. ENGAGEMENTS

L'Office loue des locaux pour ses bureaux en vertu d'un contrat de location-exploitation qui arrive à terme en avril 2008. Le loyer annuel est d'environ 65 000 $ pour ces locaux.

De plus, l'Office loue des locaux d'entreposage centraux en vertu d'un contrat de location-exploitation qui arrive à terme en mars 2008. Le loyer annuel est 42 000 $ approximativement.

9. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres au 31 mars 1999 ont été retraités afin que leur présentation soit conforme à celle adoptée dans les états financiers de l'exercice en cours.